

**FACTIBILIDAD TECNICA DEL USO DE BODIESEL COMO DILUYENTE PARA
EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

**MANUEL ALEJANDRO CHAPARRO RUIZ
EIDER CAMILO QUINTANA SUAREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**FACTIBILIDAD TECNICA DEL USO DE BIODIESEL COMO DILUYENTE PARA
EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

**MANUEL ALEJANDRO CHAPARRO RUIZ
EIDER CAMILO QUINTANA SUAREZ**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director:
M.Sc. JOHN ALEXANDER LEON PABON**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Le agradezco primero a Dios por todas las bendiciones recibidas, por darme la sabiduría y la fortaleza de culminar este ciclo en mi vida.

A mis padres Manuel Antonio Chaparro González y Catalina Ruiz Bonilla por haberme dado la oportunidad de formarme como profesional, por todos los esfuerzos que hicieron y por haberme inculcado buenos valores, los cuales fueron indispensables para poder lograr este sueño.

A mi esposa Karla Jineth Corredor Marín, quien sin importar las circunstancias siempre ha estado junto a mí en todo este proceso y conoce los tropiezos que tuve en este camino pero con su apoyo y amor incondicional los pude superar.

A el motor de vida, mi hija Isabella, quien es la fuente de inspiración para poder terminar con éxito todas las metas que me proponga.

A mis hermanos Camilo y Paula que siempre han estado conmigo sin importar las circunstancias.

A mis abuelitos Manuel, Alberto, Marina y Catalina quienes con sus buenos consejos y dedicación me han ayudado a formar y a mi familia por todo el apoyo que me brindaron para lograr esta meta.

A mis amigos y colegas los “PetroAsperos” quienes hicieron que este ciclo de mi vida estuviera lleno de gratos momentos y demás amigos UIS por ser mi otra familia.

MANUEL ALEJANDRO CHAPARRO RUIZ

DEDICATORIA

Primero quiero agradecer a Dios por permitirme llegar hasta este punto y poder culminar este proyecto que es una de mis metas más anheladas, gracias Dios por todas las bendiciones.

A quienes me han apoyado y siempre han estado conmigo sin importar las circunstancias a mis padres María Filomena Suarez y Edgar Custodio Quintana, gracias por brindarme amor y servirme de guía durante toda mi vida, sin ustedes no hubiera sido posible este logro.

A mis Hermanos Santiago y Gabriela por ser mi compañía y un motivo para esforzarme más y ser un buen ejemplo para ellos, gracias.

A mis abuelos y toda mi familia que estuvo presente y de una forma u otra pusieron su granito de arena para formarme, muchas gracias.

Y por último no puedo dejar de mencionar a esas personas incondicionales que fui conociendo con el tiempo y se convirtieron en grandes amigos, confidentes y colegas: Juan Carlos, Armando, Javier (Los no fishes), Nicolas, Holman, Duvan, Arturo (Los Reyes), Ponguta, Higuera, Soler, Yessi, Karen, Hernandez mis grandes amigos del colegio que hasta en la UIS estuvimos juntos gracias y por ultimo mi compañero de Tesis Manuel Chaparro que después de tanto tiempo y muchos agravios logramos terminar la tesis.

CAMILO QUINTANA

AGRADECIMENTOS

Los autores de este trabajo de grado damos nuestros más sinceros agradecimientos a:

JOHN ALEXANDER LEON PABON. Magister en ingeniería de petróleos. Director del trabajo de grado. Por su incondicional dedicación y colaboración.

HERNANDO BUENDIA LOMBANA. Magister en ingeniería de petróleos. Director laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la formación. Por su colaboración.

OSCAR VANEGAS ANGARITA. Ingeniero de petróleos. Docente de la escuela de petróleos-UIS. Por su colaboración.

NICOLAS SANTOS SANTOS. Magister en ingeniería de petróleos. Director Escuela de petróleos-UIS. Por su colaboración.

VIATCHESLAV KAFAROV. Doctor en Ciencias Técnicas. Director Centro de Investigación para el Desarrollo Sostenible en Industria y Energía. Por su colaboración.

MAURICIO ALVAREZ. Laboratorista en Análisis Petrofísicos y Daño a la formación. Por su colaboración.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por poner a nuestra disposición el laboratorio para la realización de este trabajo de grado

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN | 17 |
| 1. MARCO TEORICO | 18 |
| 1.1 GENERALIDADES CRUDOS PESADOS..... | 18 |
| 1.1.1 Propiedades..... | 19 |
| 1.1.2 Reservas Mundiales | 20 |
| 1.2 GENERALIDADES DEL BODIESEL..... | 24 |
| 1.2.1 Propiedades del biodiesel..... | 24 |
| 1.2.2 Impacto ambiental..... | 25 |
| 1.2.3 Diferencias entre diésel y biodiesel..... | 28 |
| 1.3 PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS..... | 28 |
| 1.3.1 Técnica de dilución en crudos pesados | 28 |
| 1.3.2 Razones para implementar la inyección de diluyente | 29 |
| 1.3.3 Tipos de diluyente | 29 |
| 2. DISEÑO EXPERIMENTAL Y PLANTEAMIENTO DE LABORATORIO QUE EVIDENCIE EL COMPORTAMIENTO DEL BODIESEL COMO DILUYENTE | 33 |
| 2.1 TIPO DE INVESTIGACION..... | 33 |
| 2.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACION..... | 33 |
| 2.2.1 Selección de los factores | 34 |
| 2.3 TIPO DE DISEÑO EXPERIMENTAL | 36 |
| 2.4 FASE EXPERIMENTAL..... | 37 |
| 2.4.1 Implementos de laboratorio..... | 38 |
| 2.4.2 Sustancias | 39 |
| 2.4.3 Pruebas de laboratorio..... | 40 |
| 3. ANALISIS DE RESULTADOS..... | 47 |

| | |
|--|----|
| 3.1 CARACTERIZACION BASICA DEL CRUDO..... | 47 |
| 3.2 CARACTERIZACION BASICA DEL BIODIESEL..... | 47 |
| 3.3 PRUEBAS DE SOLUBILIDAD Y COMPATIBILIDAD..... | 48 |
| 3.4 CARACTERIZACIÓN BASICA DE LA MEZCLA..... | 49 |
| 3.5 COMPORTAMIENTO DEL BIODIESEL | 50 |
| 3.6 EFECTO EN LAS PROPIEDADES..... | 53 |
| | |
| 4. SIMULACION EN SOFTWARE DE ANALISIS NODAL..... | 55 |
| 4.1 CARACTERISTICAS DEL MODELO..... | 55 |
| 4.1.1 Información del fluido..... | 55 |
| 4.1.2 Información del yacimiento | 56 |
| 4.1.3 Datos de pozo..... | 56 |
| 4.2 MONTAJE DE LOS DATOS RECOPIADOS EN EL SOFTWARE | 56 |
| 4.3 MODELAMIENTO DE ESCENARIOS DE INYECCIÓN..... | 64 |
| 4.4 RESULTADOS OBTENIDOS..... | 68 |
| 4.5 ANALISIS DE RESULTADOS..... | 70 |
| | |
| 5. CONCLUSIONES | 75 |
| | |
| 6. RECOMENDACIONES..... | 76 |
| | |
| BIBLIOGRAFIA..... | 77 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|------|
| Figura 1. Cuencas de interés exploratorio para crudos pesados en Colombia. | 22 |
| Figura 2. Algunos diluyentes de crudo. | 30 |
| Figura 3. Tipo de diseño factorial. | 37 |
| Figura 4. Muestra de crudo y Biodiesel. | 39 |
| Figura 5. Hidrómetro y lectura gravedad API. | 42 |
| Figura 6. Pantalla de configuración de la prueba de viscosidad. | 44 |
| Figura 7. Prueba de solubilidad. | 48 |
| Figura 8. Pruebas de compatibilidad. | 48 |
| Figura 9. Comportamiento de la viscosidad a 100 °F. | 51 |
| Figura 10. Comportamiento de la viscosidad a concentraciones de interés. | 51 |
| Figura 11. Comportamiento de la viscosidad a 180 °F. | 52 |
| Figura 12. Comportamiento de la viscosidad a concentraciones de interés. | 52 |
| Figura 13. Comportamiento de la Gravedad API. | 54 |
| Figura 14. Sistema de producción de Pipesim. | 57 |
| Figura 15. Propiedades del fluido. | 58 |
| Figura 16. Información viscosidad del crudo. | 58 |
| Figura 17. Calibración avanzada. | 59 |
| Figura 18. Terminación Vertical. | 60 |
| Figura 19. Perfil de desviación. | 60 |
| Figura 20. Registro geotérmico. | 61 |
| Figura 21. Tubería de producción. | 61 |
| Figura 22. Equipo de fondo. | 62 |
| Figura 23. Perfil Elevación-Presión. | 63 |
| Figura 24. Perfil Elevación-Temperatura. | 63 |
| Figura 25. Ubicación Inyector. | 64 |
| Figura 26. Propiedades Black Oíl del Biodiesel. | 65 |
| Figura 27. Viscosidad Biodiesel. | 65 |

| | |
|--|----|
| Figura 28. Propiedades Black Oíl de la Nafta. | 67 |
| Figura 29. Viscosidad Nafta. | 67 |
| Figura 30. Grafica Inflow-Outflow. | 68 |
| Figura 31. Porcentajes de pérdidas por elevación. | 71 |
| Figura 32. Porcentajes de pérdidas por fricción. | 71 |
| Figura 33. Producción Neta Crudo-Biodiesel. | 72 |
| Figura 34. Producción Neta Crudo-Nafta. | 72 |
| Figura 35. Producción Incremental con Biodiesel. | 73 |
| Figura 36. Producción Incremental con Nafta. | 73 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|------|
| Tabla 1. Clasificación del crudo según la gravedad API. | 19 |
| Tabla 2. Propiedades físicas y químicas del Biodiesel. | 25 |
| Tabla 3. Factores a variar. | 34 |
| Tabla 4. Niveles de los factores. | 35 |
| Tabla 5. Variables de control. | 35 |
| Tabla 6. Análisis de la matriz. | 38 |
| Tabla 7. Matriz de experimentos. | 38 |
| Tabla 8. Muestras utilizadas en el laboratorio. | 39 |
| Tabla 9. Rango de medición y volumen de muestra necesaria según los tipos de agujas. | 45 |
| Tabla 10. Tiempo de estabilización de la temperatura para diferentes tipos de fluido. | 45 |
| Tabla 11. Caracterización del crudo. | 47 |
| Tabla 12. Caracterización del Biodiesel. | 47 |
| Tabla 13. Resultados de compatibilidad. | 49 |
| Tabla 14. Resultados Gravedad API mezcla. | 49 |
| Tabla 15. Resultados del experimento. | 50 |
| Tabla 16. Caudal de Inyección Diario. | 66 |
| Tabla 17. Caudal de líquido luego de Inyección. | 69 |
| Tabla 18. Caudal neto luego de la Inyección. | 69 |
| Tabla 19. Perdidas por elevación. | 69 |
| Tabla 20. Perdidas por fricción. | 69 |

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TECNICA DEL USO DE BIODIESEL COMO DILUYENTE PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS*.

AUTORES: QUINTANA SUAREZ, Eider Camilo.
CHAPARRO RUIZ, Manuel Alejandro**.

PALABRAS CLAVES: Biodiesel, diluyente, crudo pesado, inyección en fondo.

DESCRIPCIÓN:

En este proyecto se realizó un estudio técnico del efecto en las propiedades del crudo que tiene al diluirlo con biodiesel a diferentes concentraciones. Se inició recolectando información acerca del proceso de dilución y las variables que afectan el mismo, luego se determinó la viscosidad y la gravedad API como las variables a determinar para cada concentración.

Para determinar si el biodiesel y el crudo eran compatibles se realizó una prueba de afinidad que fue positiva y que nos dio paso para seguir con la investigación, posteriormente luego de realizar el diseño experimental y guía de laboratorio se escogieron 5 concentraciones a estudiar 5%, 10%, 20%, 30% y 40% a dos temperaturas de referencia 100°F y 180°F.

El análisis del laboratorio permitió escoger los porcentajes a los cuales se iba a simular en un software de análisis nodal y ejecutarlo con datos de un pozo real de estudio que demostró finalmente una reducción en las pérdidas de fricción y un aumento en el caudal de producción diario del pozo siendo la concentración de 10% la que mejor tuvo rendimiento en cuanto a caudal incremental, llevando a la conclusión de que es factible técnicamente el uso del biodiesel como diluyente.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. MSc. John Alexander León Pabón.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FEASIBILITY OF BIODIESEL USE AS A DILUENT FOR IMPROVING THE HEAVY OIL PRODUCTION*.

AUTHORS: QUINTANA SUAREZ, Eider Camilo.
CHAPARRO RUIZ, Manuel Alejandro**.

KEYWORDS: Biodiesel, Diluent. Heavy Oil, Downhole Injection.

DESCRIPTION:

In this project, a technical study of the effect was made in the properties of the oil that has to be diluted with biodiesel at different concentrations. It began collecting information about the process of dilution and the variables that affect the same, then the API gravity and viscosity was determined as variables to determine for each concentration.

To determine if biodiesel and oil were compatible was done a testing affinity was positive and it gave us went to continue the investigation, later after making the experimental design and laboratory guide 5 concentrations were chosen to study 5% 10%, 20%, 30% and 40% two reference temperatures 100 ° F and 180 ° F.

Laboratory analysis allowed to choose the percentages which would simulate a nodal analysis software and run it real well data, finally showed a reduction in friction losses and an increase in daily production rate well with the concentration of 10% it had the best performance in terms of incremental flow, leading to the conclusion that it is technically feasible the use of biodiesel as a diluent.

* Thesis

** Physicochemical Faculty. Petroleum Engineering School. Director. John Alexander León Pabón Master of Science.

INTRODUCCIÓN

Gran parte de la producción en Colombia se debe al crudo pesado por esto es necesaria la investigación en el tratamiento que se le da a este para el mejoramiento de sus propiedades. En un yacimiento de crudo pesado uno de los obstáculos más importantes es el hacer fluir el hidrocarburo desde pozo hasta superficie, por ende se han desarrollado diversas técnicas que buscan el aumento de la producción, como son la instalación de un sistema de levantamiento artificial, emulsificación, el análisis nodal o la inyección de un diluyente como nafta o petróleo liviano, los cuales buscan aportar energía al pozo, mejorar el sistema de producción o reducir la viscosidad del crudo en la cara del pozo.

La técnica de dilución es ampliamente conocida y consiste en una mezcla de crudo pesado con un diluyente como un crudo liviano de (47° API) o un derivado (nafta)¹. Esta mezcla se realiza para obtener una reducción de la viscosidad del crudo y de esta forma mejorar la movilidad del mismo desde la cara del pozo hasta las facilidades de superficie y posterior transporte.

En la actualidad la dilución con nafta es un proceso que si bien funciona dentro de los parámetros operacionales, ocasiona algunos inconvenientes posteriores como problemas de estabilidad de asfáltenos y en el refinamiento. Es por esto que surgió la alternativa de diluir el crudo con biodiesel, para esto se debe estudiar las propiedades de los fluidos por separado y el comportamiento que tienen los dos al ser mezclados para tener una idea de cómo influye esta dilución en la reducción de la viscosidad del crudo pesado.

¹ Jose Oñate, Raul Rodriguez. Evaluacion de las alternativas de transporte de crudo pesado por tuberías: caso aplicado campo rubiales. Bucaramanga 2015. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

1. MARCO TEORICO

1.1 GENERALIDADES CRUDOS PESADOS

Los crudos pesados son una mezcla de largas cadenas de carbono, diversa cantidad de ceras y asfáltenos producto de biodegradación que produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, acidez, contenido de azufre y otros metales.

Debido a la gran demanda del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, se ha hecho viable la explotación de petróleo pesado definido por una gravedad API de 22,3° o menor. Los petróleos de 10° API o menor densidad son conocidos como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua.

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo.

Se han realizado diferentes estudios con el fin de llegar a las técnicas útiles para reducir la viscosidad del crudo pesado para la optimización de la producción. Estas técnicas incluyen la formación de mezclas agua – aceite (Pal y Rhoderes, 1989). Otros incluyen un precalentamiento del crudo o la adición de éter planteado por (Ghannam y Esmail, 2006). Otra técnica que se puede emplear es la formación de emulsiones. En tal método el crudo se suspende como micro-esferas de aceite estabilizadas en una fase continua por medio del uso de tenso activos, logrando una disminución significativa de la viscosidad y por último la técnica de dilución es ampliamente conocida y consiste en una mezcla de crudo pesado con

un diluyente como un crudo liviano de (47° API). Esta mezcla se realiza para obtener una reducción de la viscosidad del crudo y de esta forma mejorar la movilidad del mismo desde la cara del pozo hasta las facilidades de superficie y posterior transporte².

1.1.1 Propiedades.

➤ Gravedad API

En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el “American Petroleum Institute”. En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado, menor será su valor. Como referencia, el agua tiene una gravedad específica de 10 ° API.

Tabla 1. Clasificación del crudo según la gravedad API.

| TIPO DE CRUDO | °API |
|---------------|---------------------|
| Condensado | a partir de 42 |
| Liviano | Más de 30 |
| Mediano | de 22 hasta 29,9 |
| Pesado | desde 10 hasta 21,9 |
| Extrapesado | hasta 9,9 |
| Bitumen | promedio 8,2 |

Fuente: Pineda Gómez, César Augusto. PRÁCTICA No. 1 – GRAVEDAD API, BSW & SALINIDAD.

Guía Laboratorio de Fluidos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

➤ Viscosidad

Es una medida de la resistencia interna al movimiento de un fluido, que se debe a la fuerza de atracción entre sus moléculas. La viscosidad de un líquido está directamente relacionada con el tipo y tamaño de los compuestos que constituyen el líquido. Las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas grandes y complejas serán mucho más altas, que las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas más pequeñas.

² Martinez, R.; Mosqueira, M.; Zapata, B.; Juárez, E.; Huicochea, C.; Clavel, J. and Arburto, J. “Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review”. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 75 (2011).

La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0,02 Pa.s] y más de 1.000.000 cP[1.000 Pa.s]. Las viscosidades de este tipo de crudos a 25°C pueden llegar a más de 100.000 Cp. El hidrocarburo más viscoso, es el bitumen, un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta³.

Además de su gravedad API y la viscosidad, los crudos pesados se caracterizan por poseer propiedades físicas y químicas definidas, tales como:

- Alto punto de fluidez: 80 °F – 100 °F.
- Alto contenido de metales pesados como níquel y vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alta relación gas-aceite (GOR).
- Salinidad del crudo.
- Producción de arena⁴.

1.1.2 Reservas Mundiales

El crudo pesado tiene una importancia vital en las reservas recuperables a nivel mundial. De acuerdo con las estadísticas de la EIA (International Energy Agency), los crudos pesados representan el 50% de los recursos hidrocarburos recuperables. Durante el siglo 20, la demanda de crudo pesado y extrapesado ha sido mínima debido a su alta viscosidad y complejidad que han hecho de estos crudos los más difíciles y costosos de producir, transportar y refinar.⁵

Las reservas estimadas de petróleo pesado en el mundo equivalentes al triple de las reservas combinadas de petróleo y gas convencionales existentes, y constituyen la fuente de energía más segura en el futuro inmediato de la humanidad.

³ Oilfield Review Schlumberger. Hussein Alboudwarej, Joao (John) Felix, Shawn Taylor, George Brown, entre otros. La importancia del petróleo pesado. EEUU. Enero 2006.

⁴ SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. "Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic Economic and Technological Challenge". Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004.

⁵ Reporte IEA 2010 (International Energy Agency).

Los expertos señalan que, hasta hace pocos años, el petróleo pesado era desechado como recurso energético por los inconvenientes y costos vinculados con su producción, pero hoy ante el progresivo agotamiento de los yacimientos de petróleo liviano, sus reservas han concitado el interés mundial.

El hecho de que al 2009, se hubiesen realizado tres congresos mundiales de petróleo pesado, corrobora la veracidad de este tipo de crudo en el mapa económico mundial. El primero de ellos, a finales del 2006, en Beijing, China. El segundo en Canadá, en marzo del 2008, y el tercero, en la Isla de Margarita, Venezuela, entre el 3 y el 5 de noviembre de 2009.

La publicación Oilfield Review dice que, para 2003, se atribuyen a las reservas mundiales de crudo pesado, 6 trillones de barriles, lo que es lo mismo, un trillón de metros cúbicos de este tipo de petróleo. Por su parte, Business News Americas, en la edición de su revista petrolera Energy Intelligence Series, de abril del 2009, señala que las reservas globales de petróleo pesado, extrapesado y bitumen se acerca al millón 200 mil millones de barriles⁶.

Referente al marco latinoamericano, la mayor acumulación de petróleo está presente en la faja del Orinoco, que ocupa un área de 55.314 kilómetros cuadrados, ubicada al norte del río y compartida por los estados: Delta Amacuro, Monagas, Anzoátegui y Guárico. Esta área ha sido dividida en cuatro bloques, de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, de los cuales se están explotando 11.593 kilómetros cuadrados. Esta zona, a su vez, ha sido segmentada en 29 espacios de 500 kilómetros cuadrados, aproximadamente, cada uno⁷.

⁶ Agencia bolivariana de noticias. En el mundo hay tres veces más petróleo pesado que crudo y gas convencionales. Venezuela. Noviembre de 2009.

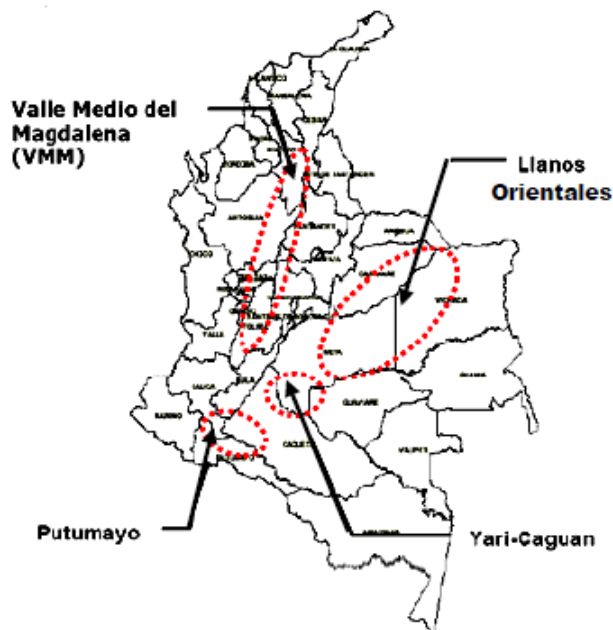
⁷ PDVSA. Faja petrolífera del Orinoco. Venezuela. 2015.

Gracias a esta acumulación Energy Intelligence Series señala que las certificadas de petróleo pesado de Venezuela podrían estar cerca de los 300 mil millones de barriles, es decir, un 25% de las reservas globales que ellos mismos determinan.

Por su parte, la dirección general de exploración y producción de hidrocarburos de petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) informo oficialmente, en septiembre de 2008 que, aun sin concluir el proyecto de certificación, las reservas establecidas en la faja del Orinoco, ascendían a 235.600 millones de barriles.

El potencial de crudos pesados de Colombia se concentra en dos cuencas principales: la cuenca Llanos y en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. En estas dos cuencas se encuentra el 99% del crudo pesado que tiene el país (menor a 15° API).⁸

Figura 1. Cuencas de interés exploratorio para crudos pesados en Colombia.



Fuente: www.anh.gov.co

⁸ Colombia Energía. la revista de la industria energética colombiana. Julio 2014. Edición N° 9

Dentro de estas cuencas se destacan los siguientes campos con su respectiva producción a marzo de 2012:

1. Rubiales: Con una producción de 207.659 Bbl/día.
2. Castilla: Con una producción de 59.299 Bbl/día.
3. Castilla Norte: Con una producción de 44.697 Bbl/día.
4. Quifa: Con una producción de 57.628 Bbl/día.
5. Chichimene: Con una producción de 38.877 Bbl/día.
6. Girasol: Con una producción de 6.164 Bbl/día.
7. Jazmín: Con una producción de 7.206 Bbl/día.
8. Apiay: Con una producción de 6.052 Bbl/día.
9. Teca-Cocorná: Con una producción de 1532 Bbl/día.
10. Underriver: Con una producción de 3.349 Bbl/día.
11. Nare: Con una producción de 339 Bbl/día.⁹

Se estima que de la producción de petróleo actual de Colombia, el 45% corresponde a crudos pesados y todo apunta a que en el 2018, cuando el país sobrepase la barrera del millón de barriles por día, los aceites de alta densidad representen el 60% del total, gracias al desarrollo de los pozos actuales y a los descubrimientos que se auguran para el futuro¹⁰. Sin embargo, para llegar a ese punto, el sector y las empresas tienen que enfrentar diferentes brechas para garantizar el mayor aprovechamiento de estos recursos, pues la extracción de este petróleo aún presenta varios retos.

⁹ Ecopetrol. Producción campos colombianos. Marzo 2012.

¹⁰ Colombia Energía. la revista de la industria energética colombiana. Julio 2014. Edición N° 9

1.2 GENERALIDADES DEL BIODIESEL

El biodiesel es un aceite biocarburante o biocombustible líquido que se obtiene a partir de variados aceites vegetales y/o grasas animales, como la soya o la palma, siendo esta última la más usada en Colombia para la elaboración del biodiesel.

La definición que hace la ASTM (American Society for Testing and Material Standard) refiere al biodiesel como “ésteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadena larga derivados de aceites vegetales o grasas animales”, adaptando el término biodiesel al combustible puro denominado B100, que fue designado como combustible alternativo para uso en estado puro o como aditivo a el combustible tradicional.

Este aceite se obtiene a partir de la transesterificación de cualquier tipo de aceites el cual reacciona con un alcohol monohídrico como el metanol, en presencia de un catalizador, obteniendo así el biodiesel, el cual entre sus beneficios esta la capacidad de renovación y la disminución de emisiones tóxicas.

1.2.1 Propiedades del biodiesel

El biodiesel al ser un combustible alternativo, renovable y ecológico, presenta un gran potencial para su uso industrial, cabe resaltar que el uso de este en motores diésel, puede ser directo (B100) sin necesidad de modificaciones, produce una completa y correcta combustión, además aumenta la vida del motor al poseer un mayor poder lubricante, conservando un buen torque y potencia del motor.

En cuanto a la viscosidad de los ésteres es aproximadamente 2 veces la del gas oil común y con un índice de cetano superior, que lo hace apto como biocombustible.

Tabla 2. Propiedades físicas y químicas del Biodiesel.

| Propiedad | Unidad | Valor Aproximado |
|-----------------------------|-------------------|------------------|
| Conversión | %(m/m) | 97 |
| Densidad a 15°C | Kg/m ² | 860-900 |
| Viscosidad a 40°C | mm/gr | 3,5-5 |
| Punto Inflamación | °C | 120 |
| Contenido de azufre | mg/Kg | 10 |
| Índice de Cetano | N° | 51 |
| Contenido Máximo de Agua | mgr/Kg | 500 |
| Contenido de Metanol | %(m/m) | 0,2 |
| Contenido de Monoglicéridos | %(m/m) | 0,8 |
| Contenido de Diglicéridos | %(m/m) | 0,8 |
| Contenido de Triglicéridos | %(m/m) | 0,2 |
| Glicerol Libre | %(m/m) | 0,02 |
| Glicerol Total | %(m/m) | 0,025 |
| Metales del Grupo I | mgr/Kg | 5 |
| Metales del Grupo II | mgr/Kg | 5 |
| Contenido de Fósforo | mgr/Kg | 10 |
| Índice de Yodo | gr.yodo/100gr | 120 |

Fuente: Modificado de Universidad de Palermo.

1.2.2 Impacto ambiental

Varios estudios confirman que han disminuido las emisiones de gases de efecto invernadero, haciendo la comparación con el combustible diésel. Su principal efecto se evidencia en la caída de las emisiones de material particulado, como monóxido de carbono.

Los combustibles fósiles causan gran contaminación al medio ambiente, debido a los residuos de la combustión de estos. El gasoil mineral también aplica acá.

1. Nitrógeno: este contaminante es precursor de la lluvia ácida y los problemas que esta conlleva, cabe anotar que el contenido de óxidos nitrosos cuando se

usa biodiesel es un poco superior (10%) que cuando se usa el denominado diésel.

2. Azufre: Es un importante contaminante ya que sale como óxido de azufre (SOx), que también es generador de la lluvia acida cuando este se convierte por la humedad en ácido sulfúrico. Las regulaciones en los países del primer mundo, han llevado a solicitar al productor de biodiesel a que lo expenda con 0 de azufre. De la misma forma, la industria automotriz está interesada en reducir el contenido de azufre, debido a que ocasiona fuertes fallas en los componentes por la interacción química con este. Aunque en general si comparamos los efectos de los dos contaminantes el B100 o 100% Biodiesel y el diésel, se nota que el biodiesel es menos contaminante.
3. En cuanto a otros contaminantes, el biodiesel produce menos de estos, No tiene aromáticos. La combustión es más completa y el monóxido de carbono en los gases es menor¹¹.

El biodiesel varía en calidad dependiendo de dos factores.

- Calidad en la fabricación
- Clase de aceite de origen

El biodiesel tiene variadas calidades dependiendo del proceso llevado a cabo en su producción y en la cantidad que se suministran aditivos al mismo. Comúnmente las norman piden un índice de cétano que supere los 40. El diésel que se expende por lo general contiene más de 50 y adicionando algunos aditivos llega a los 55. El biodiesel normalmente contiene más de 50, variando esto según el aceite de origen.

¹¹ Revista GEO 4. Perspectivas del medio ambiente mundial.

Otra propiedad a tener en cuenta es el calor específico, el cual se considera un poco menor al diésel. En el uso como combustible, el motor no requiere grandes cambios, solo algunos componentes metálicos que se disuelven como el cobre y empaques poco resistentes. Esto se da porque el metil éster posee alto poder disolvente. Es precisamente por esta capacidad solvente y detergente, que el biodiesel elimina la suciedad, rastros de pintura en ductos y tanques, en los motores convencionales a diésel y que empiezan a usar biodiesel. Esto conlleva a una probable limpieza del motor frecuente. Debido a que es un producto con mayor peso molecular y temperatura de ebullición, tiende a escurrir pequeñas cantidades y pasa al carter. El biodiesel tiene un alto grado lubricante, por lo que no afecta en mucho al lubricante, pero al ocurrir una disminución de viscosidad podría ocasionar cambio más frecuente de lubricante.

El uso del biodiesel debe ser visto desde varios puntos: uno es el punto de vista ambiental, con la disminución de emisiones en la que este se impone.

Otro punto es el costo del biodiesel comparado con el diésel, acá intervienen varios factores, como impuestos, costos de producción y costos de las materias primas.

Emisiones Contaminantes: la combustión del biodiesel es más completa, ya que las moléculas del oxígeno en el éster se ubican en el núcleo del spray.

- Combustión más completa.
- Emisión de partículas al ambiente menor.
- El contenido de aromáticos es mucho menor, debido al que se compone de largas cadenas de carbono.
- Debido a que es de origen biológico las emisiones de CO₂ son nulas.

Impacto ambiental. El B100 o biodiesel puro al ser comparado con el diésel tradicional, disminuye las emisiones de partículas contaminantes, excepto por el

NOx. También se ve la reducción de partículas potencialmente cancerígenas, como los poliaromáticos en un 75% y benzoantraceno en un 50%.

1.2.3 Diferencias entre diésel y biodiesel

Hay bastantes diferencias entre los dos, las más destacables son:

- La viscosidad cinemática y densidad aumentan respecto al diésel.
- El punto de nube es más favorable en el diésel que en el biodiesel. Esto se ve reflejado al ser usado en regiones frías.
- En cuanto al índice de cetano, es mayor en el biodiesel que en el diésel. Esto se hace más notorio en los metilésteres que tienen mayor cantidad de ácidos grasos saturados y funcionan como mejores aditivos en una mezcla.
- El Punto de inflamación es notablemente superior en el biodiesel, viéndose reflejado en una mayor seguridad al momento de manipular y almacenar el producto.
- Una cualidad que no varía notablemente es el poder calorífico, lo que hace propicio el uso del biodiesel como combustible.

1.3 PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS

Debido a que los crudos pesados poseen una alta viscosidad, el transporte de estos, desde yacimiento hasta las líneas de superficie se convierte en un reto. La viscosidad afecta directamente la fluidez del crudo, haciendo que cuanto más viscoso, más dificultad tendrá al moverse. Debido a esto se han desarrollado diferentes soluciones, entre las cuales se encuentra el uso de diluyentes, que disminuyen la viscosidad final del producto y así facilitan su transporte.

1.3.1 Técnica de dilución en crudos pesados

Esta consiste en la mezcla de crudo pesado con hidrocarburos ligeros, medianos o con derivados del petróleo más livianos como querosén o nafta, usando una proporción que facilite su movimiento por las tuberías en condiciones

económicamente admisibles, ósea, conseguir una mezcla diluida manejable operacionalmente desde el punto de vista de fluidez. Para este fin habrá que determinar la calidad y cantidad del diluyente para conseguir una mezcla óptima.

La inyección de diluyente es posible realizarla en fondo o en superficie. Si se realiza en fondo habrá que ver qué tipo de sistema tiene y como actúa la inyección en las diferentes fases del sistema. En la inyección en superficie se desearía hacerse en el lugar donde pueda mezclarse con la misma energía que viene del yacimiento o el SLA.

1.3.2 Razones para implementar la inyección de diluyente

Principalmente la razón para usar el diluyente es la disminución de la viscosidad del crudo a niveles tales que permita un mejor flujo por las líneas de transporte y lugares de almacenamiento. Se puede señalar dos puntos principales.

- La eficiencia del proceso de extracción y transporte del crudo aumenta en tal medida que la viscosidad disminuya, debido que su fluidez va a ser mayor.
- Al obtener dicha reducción de la viscosidad y aumento en la eficiencia, el consumo de energía disminuirá también.

En el proceso también se tiene que señalar algunas desventajas como son:

- Por lo general el transporte y almacenamiento del diluyente es costoso.
- Es necesario contar con un suministro constante del diluyente y en cantidades que permitan una inyección óptima.
- Para el funcionamiento de la inyección es indispensable contar con un sistema tal como bombas, líneas, equipos de medición, entre otros. Esto se derivaría en un gasto inicial y un mantenimiento que se debe considerar.

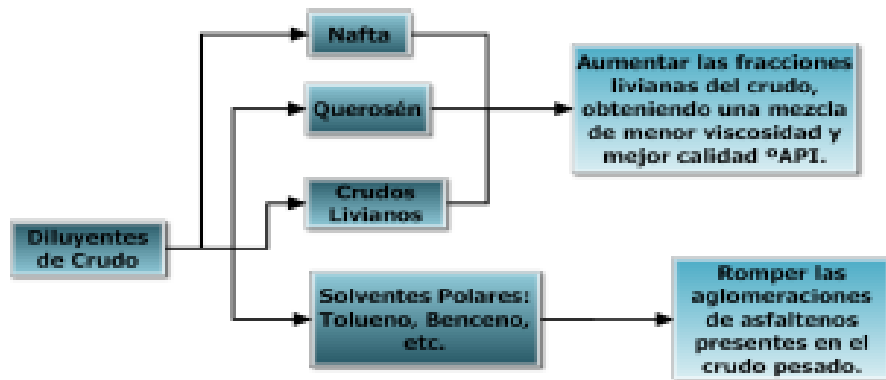
1.3.3 Tipos de diluyente

Los tipos de diluyentes son variados y dependen de muchos factores como:

- Disponibilidad y costo del diluyente.

- Calidad del diluyente.
- Diámetro espesor y calidad de la tubería.
- Análisis económico.

Figura 2. Algunos diluyentes de crudo.



Fuente: Informe de alternativas económicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado. PEMEX, 2011.

Los diluyentes deben ser compatibles con los crudos, por lo cual se busca que sean preferiblemente de alto contenido aromático, ya que son más efectivos para debilitar los enlaces intermoleculares y disminuir la viscosidad. Para la selección del diluyente se deben tener en cuenta factores como:

- Propiedades del crudo extrapesado y del yacimiento.
- Compatibilidad del diluyente con la formación productora y los fluidos presentes.
- Calidad (°API) que se busca de la mezcla resultante diluyente-crudo.
- Disponibilidad, volumen y costos del diluyente.

➤ **Crudos livianos**

Es una opción cuando se dispone de cantidades significativas de este diluyente. Disminuye la viscosidad del crudo, permitiendo ser bombeado por las líneas.
Desventajas del crudo liviano

- Compatibilidad y posible precipitación de asfáltenos.
- Disponibilidad del crudo.
- Costo alto.

➤ **Nafta**

El uso de diluyentes derivados del petróleo se ha incrementado, debido a que son productos refinados y poseen propiedades idóneas para ser usados en la industria.

La Nafta es uno de estos derivados. Tiene un uso amplio como diluyente o adelgazante. Este derivado es bastante atractivo debido a su alto API y su compatibilidad con los asfáltenos.

Actualmente en algunos campos Colombianos es el diluyente más usado para la disminución de viscosidad en los crudos pesados, como es el caso de Chichimene operado por Ecopetrol.

Las ventajas de diluir con Nafta son:

- Reduce el consumo de energía eléctrica.
- Mejora el desplazamiento en la línea de producción.
- Facilita el paso del fluido a través de: válvulas, equipos de medición y otros equipos.
- Incrementar el grado de efectividad de ese proceso de deshidratación del crudo.

Desventajas de la Nafta:

- Disponibilidad de la Nafta, debido a la difícil ubicación geográfica de algunos campos de crudo pesado.
- Altos costos de producción.

- Este tipo de Naftas poseen una alta volatilidad, por lo que son inflamables, su manejo y almacenamiento requieren de un proceso más cuidadoso y por ende costoso¹².

¹² Rodrigo Mendoza. Evaluación de la dilución con nafta en fondo de un pozo productor de crudo extrapesado. Bucaramanga 2015. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

2. DISEÑO EXPERIMENTAL Y PLANTEAMIENTO DE LABORATORIO QUE EVIDENCIE EL COMPORTAMIENTO DEL BIODIESEL COMO DILUYENTE

El diseño experimental es una importante herramienta a la hora de realizar una investigación, ya que nos da un soporte para la realización de las pruebas, en este caso la respuesta de la viscosidad de un crudo pesado a la dilución con biodiesel a las diferentes concentraciones y temperaturas.

2.1 TIPO DE INVESTIGACION

Luego de la recopilación bibliográfica se definió la investigación como de **Tipo Explicativa** ya que se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se da éste.

En esta investigación se someterá en el laboratorio un crudo pesado a una prueba de afinidad con el diluyente, Biodiesel, la cual dará vía para la realización de las pruebas de dilución a diferentes temperaturas y concentraciones del Biodiesel, para evaluar el efecto que tiene sobre la viscosidad de la mezcla y luego analizar su comportamiento en un simulador de análisis nodal.

2.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACION

El diseño es de tipo **Cuasiexperimental**, en donde según el autor, “manipulan deliberadamente, al menos, una variable independiente para observar su efecto y relación con una o más variables dependientes, solo que difieren de los experimentos “verdaderos” en el grado de confiabilidad que se pueda obtener en los resultados” Hernández Sampieri (1997).

Se mezclarán diferentes concentraciones de crudo/diluyente (%V/V) a dos temperaturas clave, a partir de las cuales se obtendrán las propiedades en estudio como: Viscosidad dinámica, gravedad API. A partir de esta información se simularán las condiciones de operación del sistema con los diferentes sistemas de levantamiento artificial, para obtener las condiciones de mayor eficiencia de producción.

2.2.1 Selección de los factores

El cambio en la viscosidad puede ser afectado por múltiples factores que inciden directamente en el rendimiento de la mezcla, por ende se debe tener en cuenta este tipo de variables antes de realizar el experimento

La dilución a implementar puede realizarse en diferentes puntos, siendo cabeza y fondo los dos a tratar, a partir de esto se debe tener en cuenta las dos temperaturas de referencia (100°F-180°F) para realizar el debido diseño experimental.

En el diseño es vital definir las variables y concentraciones requeridas teniendo en cuenta las cantidades disponibles de los productos tales como crudo y diluyente. Los factores que se variaran en este proyecto se muestran en la Tabla.

Tabla 3. Factores a variar.

| FACTOR | MEDIDA | POSIBILIDAD |
|----------------------|--------------|-------------|
| Concentración | Cuantitativa | Conocida |
| Temperatura | Cuantitativa | Conocida |

➤ Niveles de los factores

Los factores presentan unas variaciones definidas por lo que se tiene el análisis de una serie de niveles para cada factor, como muestra la siguiente tabla.

Tabla 4. Niveles de los factores.

| FACTOR | NIVELES |
|---------------|---------|
| Concentración | 5 |
| Temperatura | 2 |

Se implementara un reductor de viscosidad que se evaluaran a dos temperaturas fijas y a cinco concentraciones crudo/diluyente (%V/V), teniendo así 1 experimentos

➤ **Variables de bloqueo**

En estos experimentos puede presentarse que aunque se varíen controladamente algunos factores y se analicen los datos, hayan otros factores no controlados que puedan alterar los resultados en gran medida, por esto se controlaran algunos de estos factores, para permitir que los resultados sean producto de las variaciones controladas. En la tabla se muestran las variables a controlar.

Tabla 5. Variables de control.

| VARIABLES | MEDIDA | POSIBILIDAD |
|-----------------------|--------------|-------------|
| Presión | Cuantitativa | Conocida |
| Gravedad API | Cuantitativa | Conocida |
| Composición del Crudo | Cuantitativa | Conocida |
| Volumen de Crudo | Cuantitativa | Conocida |
| Tiempo de Agitación | Cuantitativa | Conocida |

Presión: La presión que se tendrá en las pruebas corresponde a la presión atmosférica en laboratorio. Teniendo en cuenta que la presión en cabeza de pozo y más aún la presión en fondo varían de la presión en laboratorio, el experimento a estas condiciones dará un resultado representativo para el fin investigativo del proyecto.

Gravedad API: Este valor corresponde a la gravedad del tipo de crudo que se va a analizar, en este caso se tiene solo un tipo por ende una gravedad API.

Composición del crudo: La composición de un crudo varía según el tipo de este y como el experimento no está enfocado en el análisis de los componentes, esta no va a ser tomada en cuenta en el momento de analizar la variación de las propiedades de la dilución como tampoco sus propiedades moleculares.

Volumen de mezcla: Para la realización del experimento se tendrán 200 ml de mezcla base (ml de crudo / ml de diluyente), se variara crudo y diluyente dependiendo el porcentaje en estudio.

Tiempo de agitación: Luego de realizar la mezcla esta se someterá a una agitación de entre 5 a 8 minutos para que se homogenicen y sean estables.

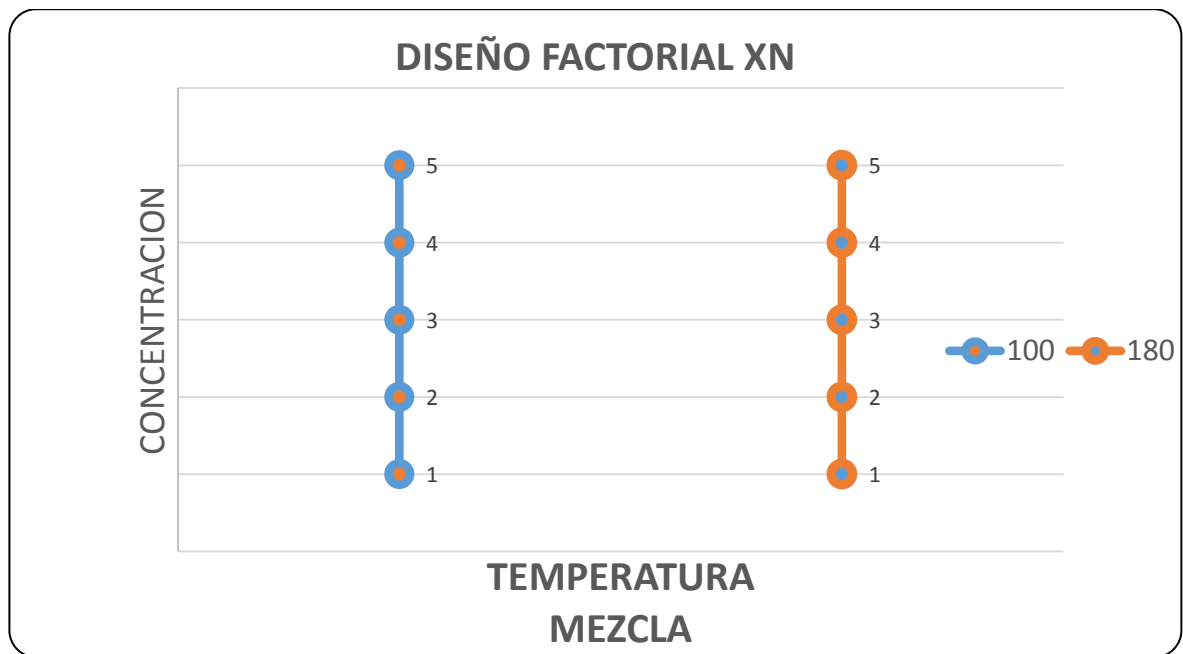
➤ **Variables dependientes**

El objetivo del proyecto es evaluar el efecto del biodiesel en la disminución de la viscosidad dinámica a diferentes concentraciones. Por esta razón, la variable dependiente del análisis del proyecto corresponderá a la viscosidad dinámica.

2.3 TIPO DE DISEÑO EXPERIMENTAL

El diseño experimental permite cuantificar la influencia de los dos factores en la viscosidad dinámica (biodiesel). El biodiesel es diluido en pasos de 5% entre concentraciones de 0% a 10% y luego en pasos de a 10 % entre concentraciones de 10% a 40%. El desarrollo del experimento se establece en un diseño factorial 5x2 corresponde a evaluar dos factores, donde un factor tendrá 5 niveles y otro 2 niveles. En el diseño experimental se establecieron 12 pruebas; de estas 10 son tratamientos en los cuales varían la relación crudo/diluyente y 1 prueba del crudo y otra del diluyente puro.

Figura 3. Tipo de diseño factorial.



Fuente: Autores.

Se tomarán varios niveles intermedios en la concentración para asegurar un análisis más completo y minucioso del comportamiento de la viscosidad.

2.4 FASE EXPERIMENTAL

Luego de realizar el diseño factorial y plantear el desarrollo del experimento, se pasa a la toma de los datos mediante el diseño de la matriz experimental, que llevará el seguimiento en el comportamiento de la variable dependiente en función del sistema establecido anteriormente.

Tabla 6. Análisis de la matriz.

| | | | |
|------------------|-----------------------------|---|-------|
| Factor 1 | Temperatura | A | 100°F |
| | | B | 180°F |
| Factor 2 | Concentración Biodiesel (%) | 1 | 5% |
| | | 2 | 10% |
| | | 3 | 20% |
| | | 4 | 30% |
| | | 5 | 40% |
| Respuesta | Viscosidad dinámica (Cp.) | | |

Tabla 7. Matriz de experimentos.

| N° | Factor 1 | Factor 2 | Temperatura °F | Concentración Biodiesel | Respuesta (Cp) |
|----|----------|----------|----------------|-------------------------|----------------|
| 1 | A | 1 | 100 | 0 | |
| 2 | A | 2 | 100 | 10 | |
| 3 | A | 3 | 100 | 20 | |
| 4 | A | 4 | 100 | 30 | |
| 5 | A | 5 | 100 | 40 | |
| 6 | B | 1 | 180 | 0 | |
| 7 | B | 2 | 180 | 10 | |
| 8 | B | 3 | 180 | 20 | |
| 9 | B | 4 | 180 | 30 | |
| 10 | B | 5 | 180 | 40 | |

2.4.1 Implementos de laboratorio

Para obtener unos excelentes resultados es de vital importancia contar con los implementos adecuados para desarrollar con éxito cada prueba. Los implementos que se van a utilizar serán:

- Agitador Hamilton Beach.
- Hidrómetro graduado en grados API
- Horno convencional

- Probeta de 500 ml.
- Termómetro: con graduación de 1°C (2°F) con precisión de $\pm 1^\circ\text{C}$.
- Vaso de precipitado
- Viscosímetro BROOKFIELD DV2T LV

2.4.2 Sustancias

Para el desarrollo del laboratorio se van a utilizar ciertas sustancias las cuales serán expuestas en la siguiente tabla:

Tabla 8. Muestras utilizadas en el laboratorio.

| SUSTANCIA | VOLUMEN (galones) |
|-------------------------|-------------------|
| Muestra de crudo pesado | 1 |
| Biodiesel (B100) | 1 |

Muestra de crudo: La muestra para el análisis es un crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales. Se utiliza un 1 galón de este crudo de un campo pesado para el desarrollo de proyecto.

Muestra de Biodiesel: El biodiesel utilizado fue suministrado por el Centro de Investigación para el Desarrollo Sostenible en Industria y Energía de la universidad industrial de Santander, con laboratorio en el parque tecnológico de Guatiguara.

Figura 4. Muestra de crudo y Biodiesel.



2.4.3 Pruebas de laboratorio

Para la realización de pruebas de laboratorio existen normas estandarizadas ASTM (American Society for Testing and Materials) y API (American Petroleum Institute) que permiten integrar en la industria petrolera un criterio generalizado para describir las propiedades de los crudos o de sus derivados.

Una vez teniendo los implementos de laboratorio y las sustancias requeridas se realizó una serie de pruebas de laboratorio en las que se establecieron en tres etapas importantes: pruebas de solubilidad y compatibilidad para la mezcla, caracterización básica de la mezcla, por último, evaluar una de las propiedades del fluido más importantes que en este caso corresponde a la viscosidad.

Pruebas de solubilidad y compatibilidad.

La prueba de solubilidad y compatibilidad se realizaron en el Laboratorio de Fluidos de la Universidad Industrial de Santander (parque tecnológico de guatiguara), estas pruebas permiten determinar la solubilidad y compatibilidad cualitativamente.

➤ Solubilidad.

Para realizar esta prueba se agregó en un vaso de precipitado crudo y biodiesel, posteriormente se homogeniza la mezcla y se visualiza la solución a diferentes tiempos.

Procedimiento: En el vaso del agitador Hamilton Beach se adiciona 120 ml de crudo al cual se le agregan 80 ml de Biodiesel, posteriormente se ensambla el vaso en el agitador durante unos 5 a 8 minutos hasta obtener una mezcla homogénea y se observa periódicamente durante un tiempo de dos horas. Si la mezcla no presenta homogeneidad puede ser un indicativo que el biodiesel no es completamente soluble en el crudo y por lo tanto no debe utilizarse.

➤ **Compatibilidad.**

Esta prueba permite determinar el aspecto de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión, con lo anteriormente mencionado es posible identificar posibles incompatibilidades que se puedan presentar en las sustancias.

Procedimiento: consiste en preparar la mezcla de una relación (60/40) (ml de crudo / ml de biodiesel) donde nuevamente se agita por un tiempo de 5 a 8 minutos para que la mezcla presente homogenización.

La compatibilidad se evalúa mediante la observación del comportamiento de la mezcla a tiempos de 30 minutos, 1, 2, 4, 6 y 24 horas.

Caracterización de la mezcla

Para la caracterización de la mezcla se han realizado dos pruebas fundamentales de las que se explicaran su procedimiento de cómo se ha evaluado cada una de ellas en base a las normas ASTM.

➤ **Gravedad API**

Esta prueba fue realizada en el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará), se fundamentó bajo los lineamientos de las normas ASTM D 287, ASTM D 1298 y ASTM D 1250.

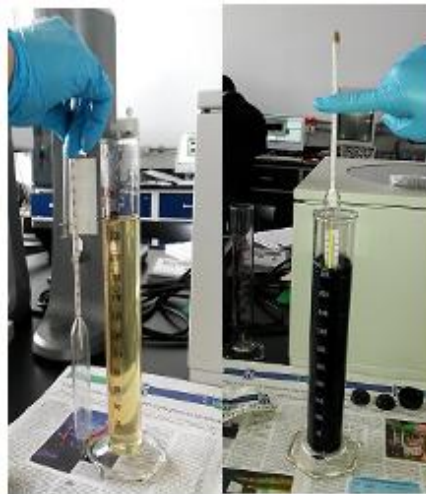
La prueba fue realizada como se describe a continuación:

En una probeta verter 250 o 500 ml del crudo a evaluar sin salpicar ya que se puede inducir la formación de burbujas de aire y aumentar la evaporación de los componentes más volátiles. Luego se sumerge lentamente un hidrómetro, de vidrio, graduado en grados API dentro de la probeta, el cual debe quedar bien centrado para evitar el rozamiento con las paredes de la probeta. Posteriormente

se Introduce un termómetro para leer la temperatura de prueba. Cuando el hidrómetro se estabilice, flotando libremente y la temperatura de la muestra sea constante a 0.1 °C, leer el hidrómetro en la división de escala más cercana y en la línea horizontal del menisco formado entre el fluido y las paredes de la probeta.

Corregir la lectura del hidrómetro a 60 °F (15.56 °C), usando las Tablas 5A o 5B de la norma ASTM D 1250. Reportar la lectura corregida del hidrómetro en grados API (°API) o como gravedad API.

Figura 5. Hidrómetro y lectura gravedad API.



➤ **Viscosidad dinámica.**

Esta prueba se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) empleando un viscosímetro rotacional Brookfield DV2TLV, al cual se sometieron las mezclas de los fluidos a una concentración de 0, 5, 10, 20, 30, 40 y 100 % de Biodiesel del volumen total de esta.

La prueba fue realizada como se describe a continuación:

El viscosímetro Brookfield DV2TLV debe realizar un Autocero antes de hacer mediciones de viscosidad. La pantalla Autocero se presentara de forma automática después de la pantalla de inicio durante el encendido. Para iniciar el Autocero se deben seguir los pasos.

1. Si hay aguja conectada se debe quitar.
2. Nivelar el viscosímetro ajustando la burbuja del nivel al centro
3. Presionar siguiente en la pantalla. El equipo empezara establecer el Autocero.
4. Una vez termina de establecer el Autocero aparecerá un mensaje de 'Autocero completado', presionar en siguiente.

Luego que el equipo realiza su proceso de Autocero en la pantalla se muestra "Configurar prueba de viscosidad" (ver figura 6), en esta pantalla se mostrara los siguientes parámetros que se deben configurar:

TORQUE: Una señal en vivo desde el viscosímetro que muestra el porcentaje de la capacidad del rango de viscosidad.

AGUJA: En este parámetro se introduce el número de aguja seleccionada. Todos los cálculos de viscosidad, velocidad de cizallamiento y los cálculos de esfuerzo cortante se harán basándose en esta aguja.

VELOCIDAD: La velocidad (RPM) seleccionada actualmente de rotación. La velocidad puede cambiarse pulsando la flecha azul. El viscosímetro funcionara a esta velocidad una vez que se pulsa la tecla de comando ejecutar.

TEMPERATURA: Señal en vivo del viscosímetro cuando se coloca una sonda de temperatura.

CONDICIÓN FIN: Especifique el tiempo de duración de la prueba.

CAPTURA DE DATOS: Permite configurar la forma en que se capturan los datos.

REPORTE: Define los límites de medición aceptable de los datos.

DENSIDAD: Define la densidad de la muestra de prueba. Esta información se utiliza cuando las unidades de viscosidad cinemática se seleccionan para su visualización.

En esta pantalla también se encuentran los comandos borrar, guardar y ejecutar.

BORRAR: Borra todos los datos que han sido introducidos en los parámetros de prueba y restaura los valores por defecto de fábrica.

GUARDAR: guarda los datos actuales de prueba.

EJECUTAR: Ejecuta los parámetros actuales de prueba.

Figura 6. Pantalla de configuración de la prueba de viscosidad.



Dependiendo de la cantidad de muestra y el tipo de fluido se seleccionará la aguja de medición. Para esto se debe tener en cuenta la clasificación de las agujas mostradas a continuación:

Tabla 9. Rango de medición y volumen de muestra necesaria según los tipos de agujas.

| | TIPO DE AGUJA : RANGO DE VISCOSIDAD Cp | VOLUMEN DE MUESTRA |
|-------------------------------------|---|---------------------------|
| Set de agujas para muestras grandes | Aguja LV-1 : 15-20000 | 600 ml |
| | Aguja LV-2 : 50-100000 | |
| | Aguja LV-3 : 200-400000 | |
| | Aguja LV-4 : 1000-2000000 | |
| Adaptador de muestras pequeñas | Aguja SC4-18 : 1.5-30000 | 6.7 ml |

Cargar la muestra en el contenedor de muestras pequeñas posteriormente se conecta la aguja SC4-18 ya que esta corresponde al adaptador de muestras pequeñas al cual va adaptada la sonda de temperatura SC4-61Y, luego encender el baño de temperatura, establecer set point y esperar el tiempo de estabilización de la temperatura en la muestra, esto depende del tipo de fluido. Se muestra en la tabla 10 los tiempos de estabilización según pruebas desarrolladas en el laboratorio.

Tabla 10. Tiempo de estabilización de la temperatura para diferentes tipos de fluido.

| TIPO DE FLUIDO | TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN |
|--|---------------------------------|
| Crudo 8-15 °API | 50-90 min |
| Crudo 15-40 °API | 20-40 min |
| Aceite mineral (20 cP) | 15-20 min |
| Fluido base agua / visc. aparente baja | 10-15 min |

Después de haber configurado la prueba de viscosidad y que se haya estabilizado la temperatura se debe pulsar el comando 'ejecutar'.

Para el montaje de una nueva muestra se debe hacer el lavado del adaptador de muestra pequeña siguiendo los siguientes pasos.

1. Desconectar la aguja y conectar cup de protección.
2. Remover el adaptador de muestra pequeña.
3. Lavar el adaptador y la aguja con Varsol si es un fluido base aceite, luego con detergente en polvo, posteriormente lavar con abundante agua destilada, después lavar con alcohol isopropilico y nuevamente con agua destilada para purgar.
4. Secar perfectamente el adaptador de muestra pequeña y la aguja para así poder repetir el procedimiento con una nueva muestra¹³.

Diluyentes.

La aplicación del diluyente (Biodiesel) en crudo se realizó a concentraciones del (5,10, 20, 30 y 40%) a condiciones de temperatura ambiente (79°F) y presión atmosférica.

Preparación de las muestras: debido a las cantidades mínimas de biodiesel aplicados a cada muestra, se ha medido este diluyente con la ayuda de jeringas que permiten medir con exactitud los mililitros adecuados. La muestra de crudo debe estar homogénea (mediante un agitador mecánico por un tiempo mínimo de 5 minutos) para su posterior aplicación.

Teniendo los elementos, el diluyente y la muestra de crudo se procede a calcular el volumen de crudo (100 ml) en un vaso precipitado para cada muestra y posteriormente se le agrega el diluyente a su respectiva concentración, para que la muestra presente homogenización se procede a agitar la muestra.

¹³ BROOKFIELD DV2TLV. Programmable Rheometer. Operating Instructions. Manual No. M/09-166

3. ANALISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se establecerá los resultados y el análisis de las pruebas realizadas citadas anteriormente con el objetivo de determinar la viscosidad dinámica de la mezcla Crudo – Biodiesel.

3.1 CARACTERIZACION BASICA DEL CRUDO

Se ha determinado la gravedad API y viscosidad dinámica por la caracterización ofrecida por el quien nos facilitó el crudo para su respectivo estudio. No me deben nombrar, deben colocar la referencia bibliográfica o que los datos se obtuvieron del campo.

Tabla 11. Caracterización del crudo.

| | GRAVEDAD API | VISCOSIDAD (Cp) | |
|-------|--------------|-----------------|----------|
| | T= 60°F | T= 100°F | T= 180°F |
| CRUDO | 8 | 43187.7 | 1135.5 |

3.2 CARACTERIZACION BASICA DEL BIODIESEL

Se ha determinado la gravedad API y viscosidad dinámica por la caracterización ofrecida por el grupo de combustibles de la universidad industrial de Santander quienes nos facilitaron el Biodiesel para su respectivo estudio.

Tabla 12. Caracterización del Biodiesel.

| | GRAVEDAD API | VISCOSIDAD (Cp) | |
|-----------|--------------|-----------------|----------|
| | T= 60°F | T= 100°F | T= 180°F |
| BIODIESEL | 30.35 | 4.145 | 1.93 |

3.3 PRUEBAS DE SOLUBILIDAD Y COMPATIBILIDAD

Solubilidad.

La prueba se realizó a 3 concentraciones de biodiesel diferentes las cuales fueron del 5%, 20% y 40% (ver Figura 7) a un tiempo de 24 horas, se observó visualmente que la mezcla (crudo-biodiesel) es soluble.

Figura 7. Prueba de solubilidad.



Compatibilidad.

La prueba se realizó a 3 concentraciones de biodiesel diferentes las cuales fueron del 5%, 20% y 40%, se observó visualmente que no formo precipitados aunque se observa ruptura de moléculas pesadas se concluye que los fluidos son compatibles.

Figura 8. Pruebas de compatibilidad.



De izquierda a derecha tenemos mezclas crudo-biodiesel con una concentración de biodiesel del 5%, 20% y 40% respectivamente, Se dice que la muestra es incompatible si se nota alguna reacción adversa entre las dos sustancias como formación y precipitación de sólidos de tamaño considerable o formaciones de gas.

En nuestro caso no observamos ninguna alteración entre el crudo y el biodiesel, siendo compatible en cada una de las concentraciones.

Tabla 13. Resultados de compatibilidad.

| MUESTRA | (CONCENTRACION BIODIESEL) | RESULTADO |
|---------|---------------------------|------------|
| | 5% | COMPATIBLE |
| | 20% | COMPATIBLE |
| | 40% | COMPATIBLE |

3.4 CARACTERIZACIÓN BASICA DE LA MEZCLA

DETERMINACION DE LA GRAVEDAD API.

Se ha determinado la gravedad API de la mezcla basadas en normas estandarizadas mencionadas en el capítulo anterior obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 14. Resultados Gravedad API mezcla.

| CONCENTRACION BIODIESEL | °API a 60°F |
|-------------------------|-------------|
| 0 | 8 |
| 10 | 12.4 |
| 20 | 19.6 |
| 30 | 24.04 |
| 40 | 27 |
| 100 | 30.35 |

DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DINÁMICA

La determinación de la variable dependiente que en caso es la viscosidad dinámica a diferentes concentraciones utilizando biodiesel y evaluando la eficiencia en la reducción de la viscosidad a condiciones de temperatura de cabeza y fondo de pozo.

Estos resultados se expresan mediante una matriz experimental establecida en el capítulo 2, los resultados del experimento se disponen a continuación.

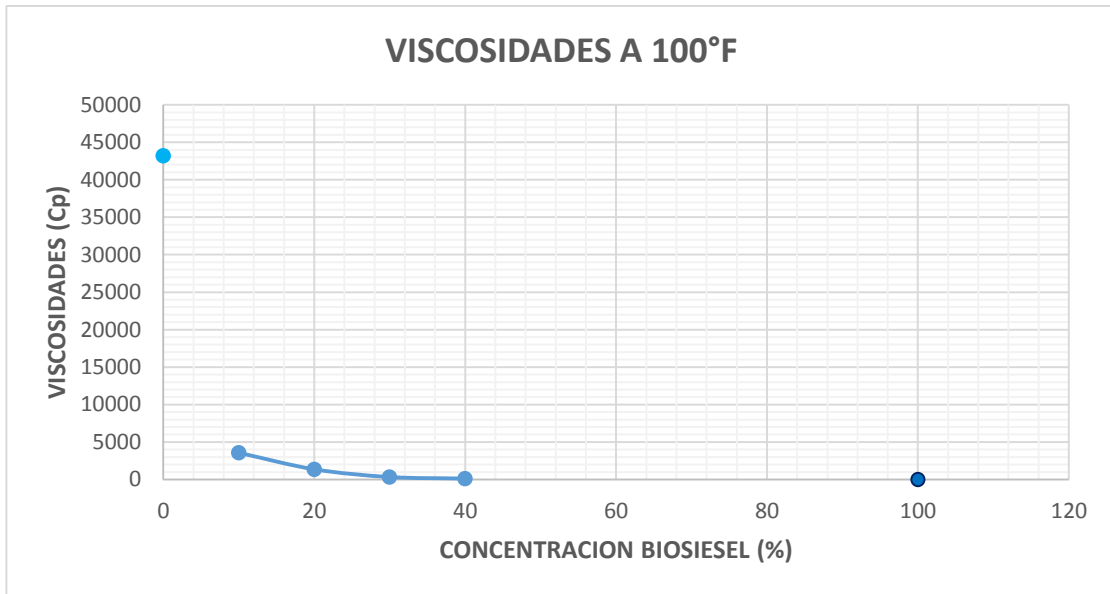
Tabla 15. Resultados del experimento.

| N° | Factor 1 | Factor 2 | Temperatura °F | Concentración Biodiesel | Respuesta (Cp) | % Reduccion de la Viscosidad |
|----|----------|----------|----------------|-------------------------|----------------|------------------------------|
| 1 | A | 1 | 100 | 0 | 43187,7 | 0,0 |
| 2 | A | 2 | 100 | 10 | 3566,24 | 91,7 |
| 3 | A | 3 | 100 | 20 | 1362,29 | 96,8 |
| 4 | A | 4 | 100 | 30 | 332,48 | 99,2 |
| 5 | A | 5 | 100 | 40 | 125,15 | 99,7 |
| 6 | B | 1 | 180 | 0 | 1135,5 | 0,0 |
| 7 | B | 2 | 180 | 10 | 233,55 | 79,4 |
| 8 | B | 3 | 180 | 20 | 114,7 | 89,9 |
| 9 | B | 4 | 180 | 30 | 42,28 | 96,3 |
| 10 | B | 5 | 180 | 40 | 22 | 98,1 |

3.5 COMPORTAMIENTO DEL BIODIESEL

Una vez se establecieron los resultados, se graficó el comportamiento de la viscosidad a la aplicación del Biodiesel a diferentes concentraciones y a las temperaturas de interés, este comportamiento se observa a continuación.

Figura 9. Comportamiento de la viscosidad a 100 °F.



Detallando el comportamiento de la viscosidad a las relaciones (90/10, 80/20, 70/30, 60/40) (ml de crudo / ml de Biodiesel) se obtuvo la siguiente gráfica.

Figura 10. Comportamiento de la viscosidad a concentraciones de interés.

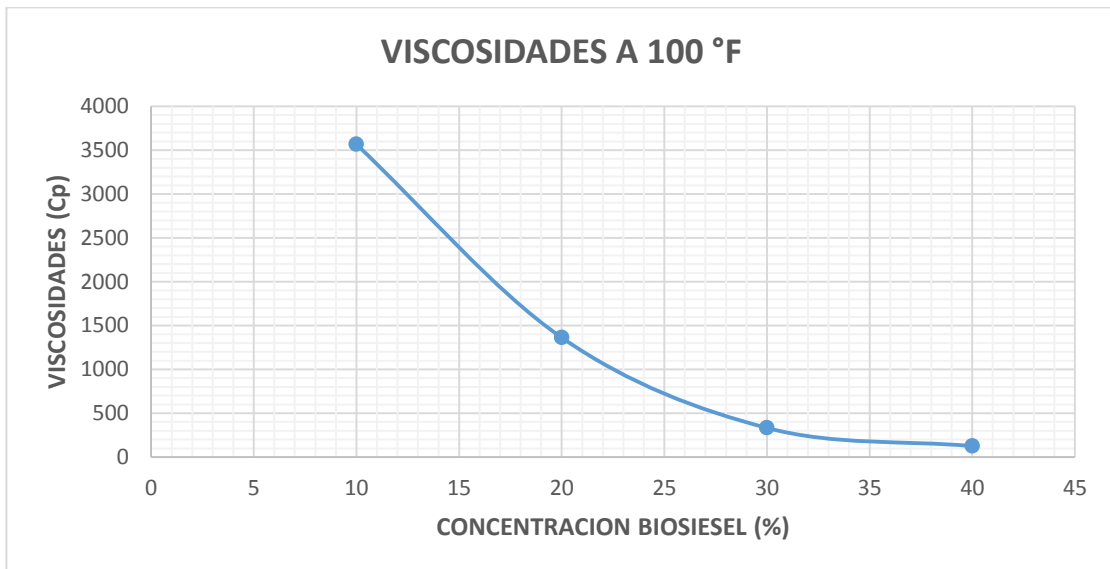
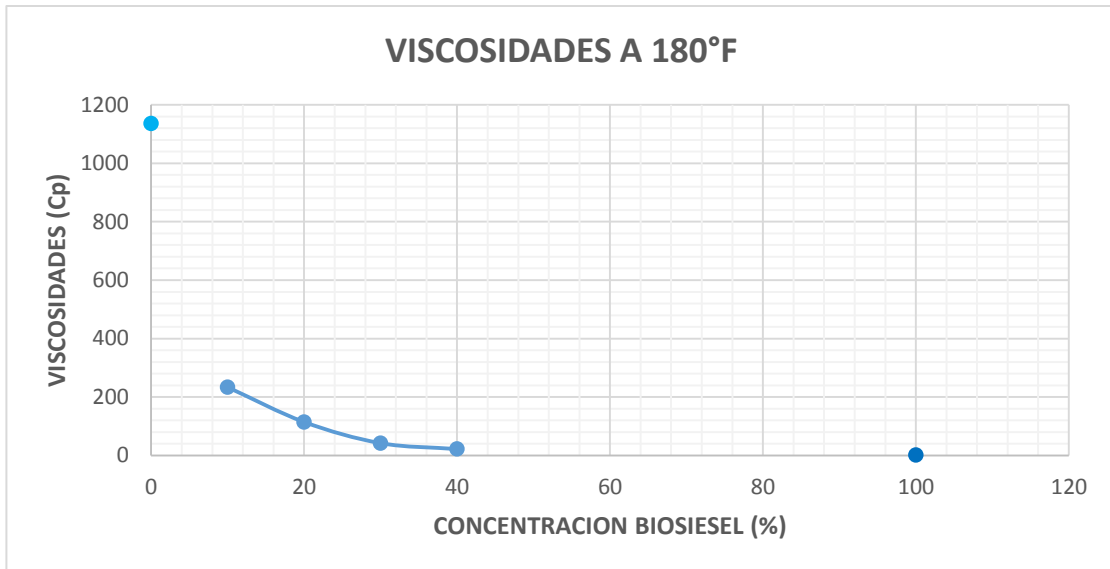
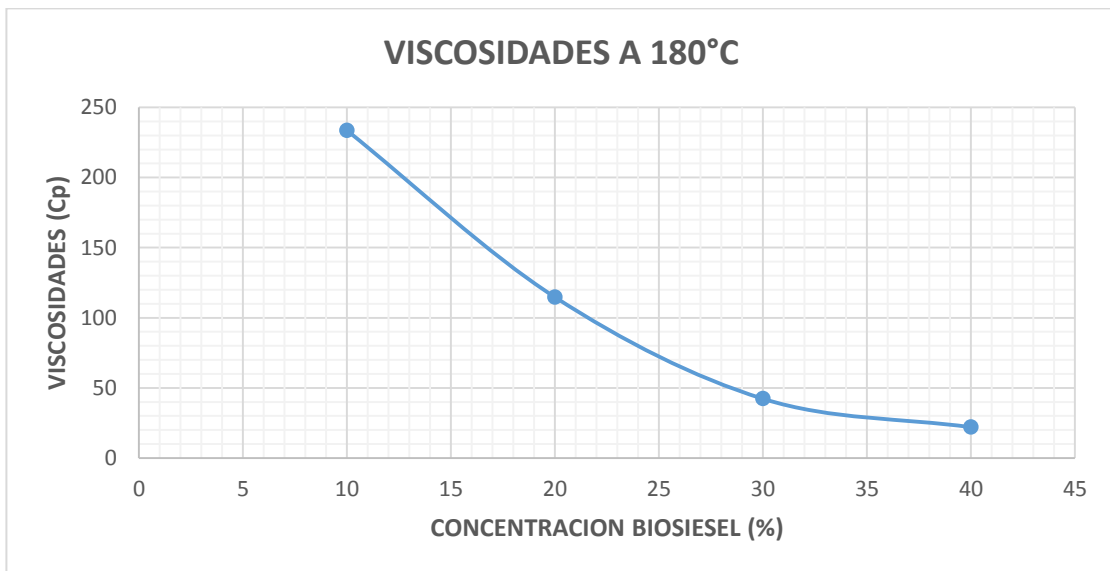


Figura 11. Comportamiento de la viscosidad a 180 °F.



Detallando el comportamiento de la viscosidad a las relaciones (90/10, 80/20, 70/30, 60/40) (ml de crudo / ml de Biodiesel) se obtuvo la siguiente gráfica.

Figura 12. Comportamiento de la viscosidad a concentraciones de interés.



En los resultados obtenidos se observa que la aplicación del biodiesel al crudo presenta una disminución considerable de la viscosidad, siendo más eficiente la reducción a una temperatura de mezcla de 180°F ya que de un valor de 43187,7 Cp a 100°F pasó a 233,55 Cp con tan solo una relación de (90/10) (ml de crudo / ml de Biodiesel) a 180°F.

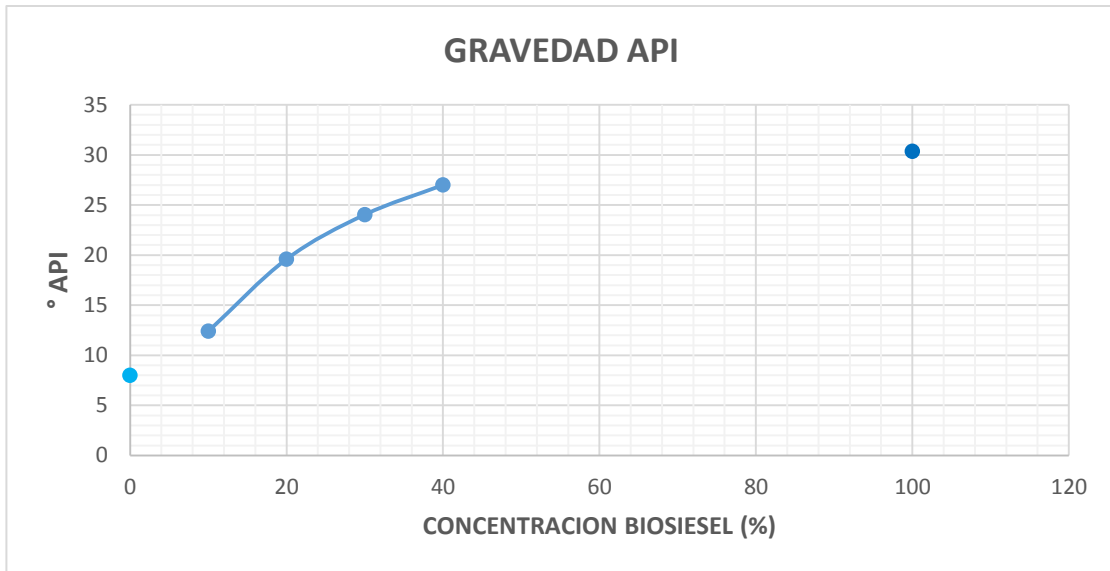
Por lo dicho anteriormente se concluye que es más eficiente la inyección del diluyente en fondo de pozo ya que el Biodiesel presentaría un mejor desempeño y por tanto tendremos unas viscosidades propicias para la manipulación del crudo pesado.

La relación o porcentaje en volumen (95/05) (ml de crudo / ml de Biodiesel) no presento una reducción de viscosidad adecuada en comparación a las otras; por tal razón, no se tuvo en cuenta al momento del análisis.

3.6 EFECTO EN LAS PROPIEDADES

Una de las características de los crudos es la fluidez o viscosidad, representada también indirectamente por la densidad o gravedad específica. Dado a las condiciones de laboratorio y a las propiedades conocidas de la muestra, se evaluó el comportamiento de una de las propiedades referentes al fluido una vez aplicado el Biodiesel. La propiedad que se evaluó y se comparó experimentalmente corresponde a la gravedad API como se observa en la figura.

Figura 13. Comportamiento de la Gravedad API.



Debido a que el Biodiesel posee una gravedad API de 30.35 lo cual lo ubica como un producto liviano al realizar la dilución con el crudo éste hace que la gravedad API aumente con respecto a la del crudo, ya que con tan solo una concentración de 10% biodiesel pasa de 8° API a 12.4° API lo que equivale aproximadamente a un aumento del 50% de la gravedad API.

4. SIMULACION EN SOFTWARE DE ANALISIS NODAL

Luego de haber obtenido los datos en laboratorio de las diluciones de crudo-biodiesel y sus respectivas concentraciones, necesitamos probar este sistema en un pozo, para ello contamos con software especializado en analizar los aportes de un yacimiento variando los componentes como es el caso de la inyección de diluyentes.

Para lograr este fin se usó el software de análisis nodal Pipesim 2011 de la empresa Schlumberger, el cual simula el aporte de un pozo de estudio con características adecuadas y con la inyección del biodiesel para saber cómo varía la producción del mismo, adicionalmente se compara con la inyección del solvente Nafta ampliamente usado como diluyente en campos de crudo extra pesado en Colombia.

Para la simulación en el software se necesitan diferentes datos de yacimiento y completamiento del pozo como se verá en este capítulo, a partir de los cuales se obtiene los cambios en la producción aplicando la dilución con biodiesel.

4.1 CARACTERISTICAS DEL MODELO

4.1.1 Información del fluido

Para esta sección se cuenta con los datos PVT del fluido en estudio, a partir de esta información podemos ingresar datos como la relación gas-petróleo, gravedad API, corte de agua y elaborar una calibración avanzada de datos.

- API = 8
- %BSW = 25.93
- GOR = 0 SCF/STB

4.1.2 Información del yacimiento

Acá el software necesita información de yacimiento tal como presión estática y temperatura de este como también el índice de productividad. Para esta investigación se tomara un IP práctico que representa su aporte.

- Presión de yacimiento = 2200 Psig
- Temperatura de yacimiento = 180 °F
- IP practico = 0.1793401

4.1.3 Datos de pozo

Es fundamental en este modelo que el análisis nodal se realice en los puntos más importantes como la entrada de la bomba y la cabeza de pozo. Se define diámetros de tubing, perfil geotérmico, longitud y sistema de levantamiento artificial instalado.

Los datos de la bomba son:

- Número de etapas = 129
- Frecuencia de operación = 52 Hz
- Modelo = WE1500
- Marca = Alkhorayet
- Caudal de producción real = 176 BPD

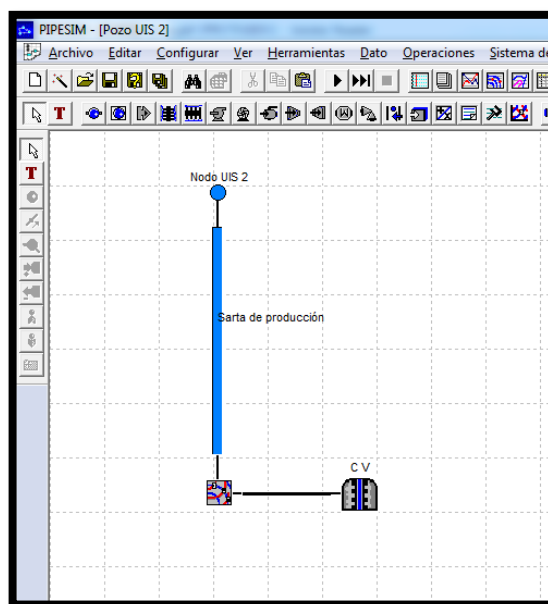
4.2 MONTAJE DE LOS DATOS RECOPIRADOS EN EL SOFTWARE

En primer lugar se crea el tipo de archivo requerido para la simulación en Pipesim sea un modelo individual, pozo existente o una red de recolección. Para esta investigación se tomó el modelo individual debido a que vamos a analizar la producción de un solo pozo con respecto al diluyente inyectado.

Luego se configura en el modelo los elementos propios del sistema de producción como se muestra en la figura, estos son:

- Tubing.
- Nodo limite.
- Completamiento vertical.

Figura 14. Sistema de producción de Pipesim.

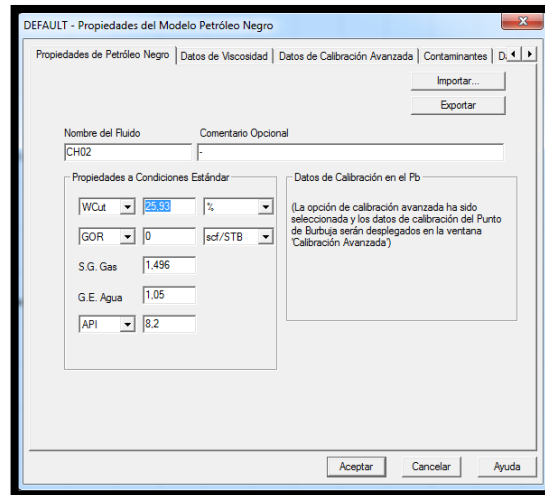


Fuente: Software Pipesim

A continuación de tener el esquema se pasa a la selección del modelo a simular, sea fluido Black Oíl o modelo composicional, debido a la información obtenida y como modelo más conveniente se seleccionó el de fluido Black Oíl. Para este modelo se ingresan datos tales como API, corte de agua y GOR. En la pestaña adyacente se pueden introducir datos de viscosidad según criterios e información del usuario, como se muestra en las figuras.

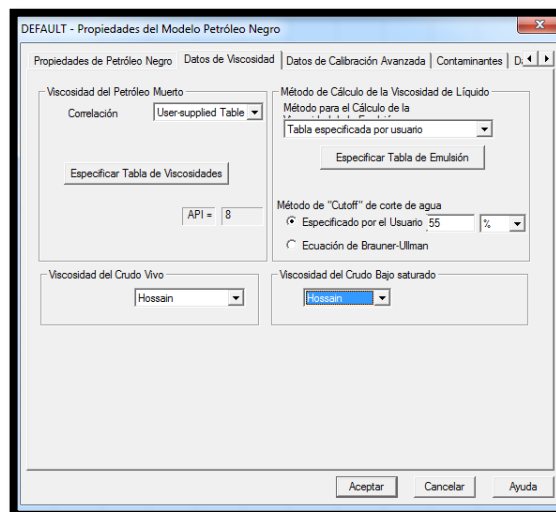
Además de los datos se seleccionan las correlaciones que mejor vayan para el sistema, en este caso se seleccionó la correlación de Hossain para viscosidad de crudo vivo y viscosidad de crudo bajo saturado debido a que presenta el mejor comportamiento.

Figura 15. Propiedades del fluido.



Fuente: Software Pipesim

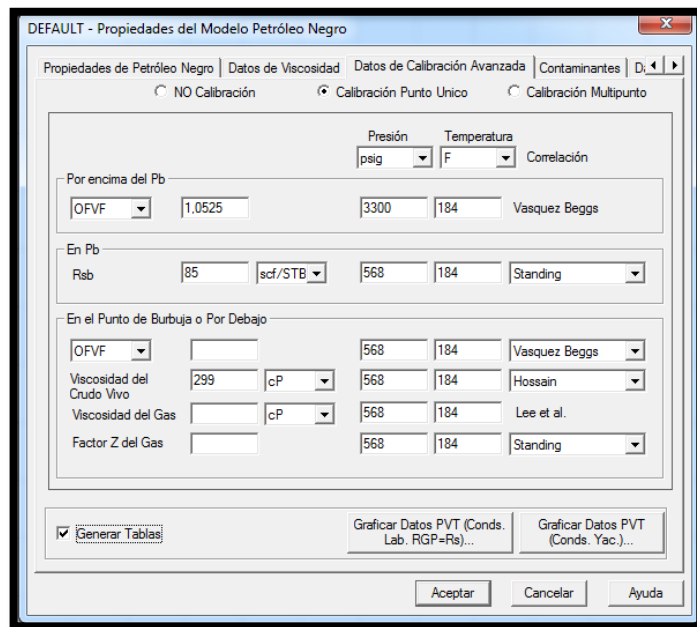
Figura 16. Información viscosidad del crudo.



Fuente: Software Pipesim

Según los datos PVT con que se cuenten se puede realizar una calibración avanzada ajustando el modelo a los puntos y propiedades con respecto al punto de burbuja, para este fin se calibro por punto único como se muestra en la figura.

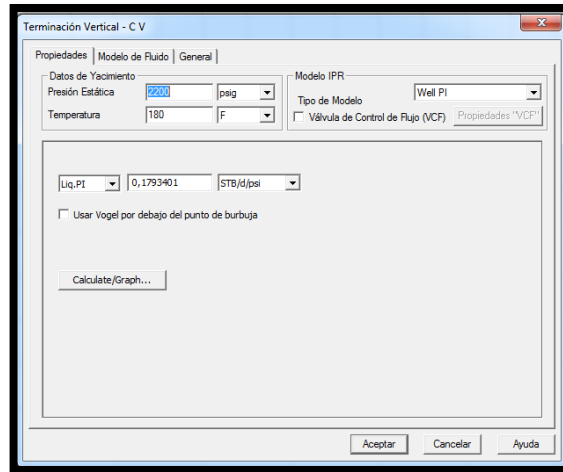
Figura 17. Calibración avanzada.



Fuente: Software Pipesim

Después de haber ingresado los datos del modelo Black Oil se continúa con los datos del sistema de producción, como es el completamiento vertical y el tubing. En la terminación vertical se cargan datos de IPR, presión estática y temperatura de yacimiento.

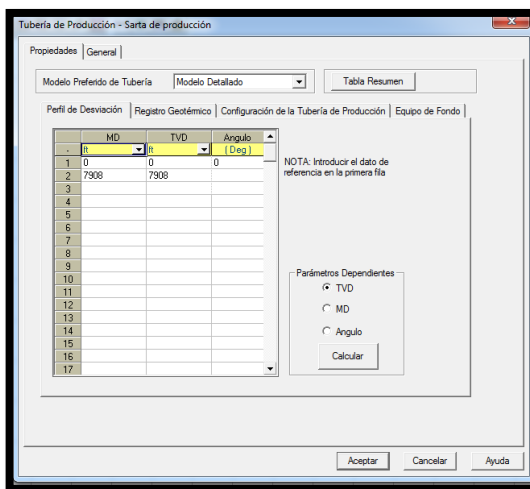
Figura 18. Terminación Vertical.



Fuente: Software Pipesim

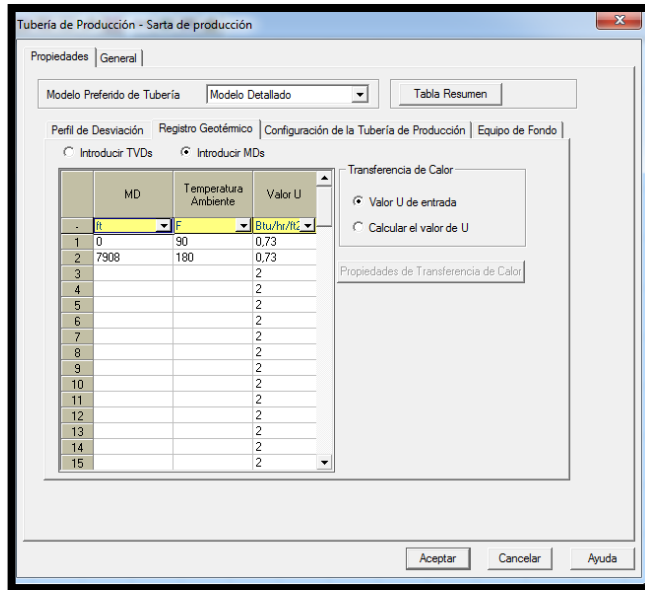
En la tubería de producción se cargan datos tales como perfil de desviación, registró geotérmico diámetros de tubería y equipo de fondo. En cuanto a la desviación se trabajó con un pozo vertical por lo que no tiene Angulo. El perfil geotérmico es importante para calcular las pérdidas de energía que puede tener el fluido en todo su recorrido desde yacimiento, como se muestra en las figuras.

Figura 19. Perfil de desviación.



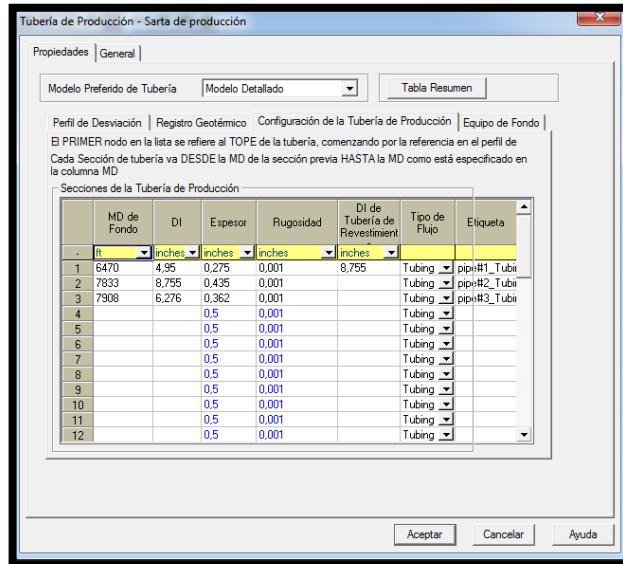
Fuente: Software Pipesim

Figura 20. Registro geotérmico.



Fuente: Software Pipesim

Figura 21. Tubería de producción.

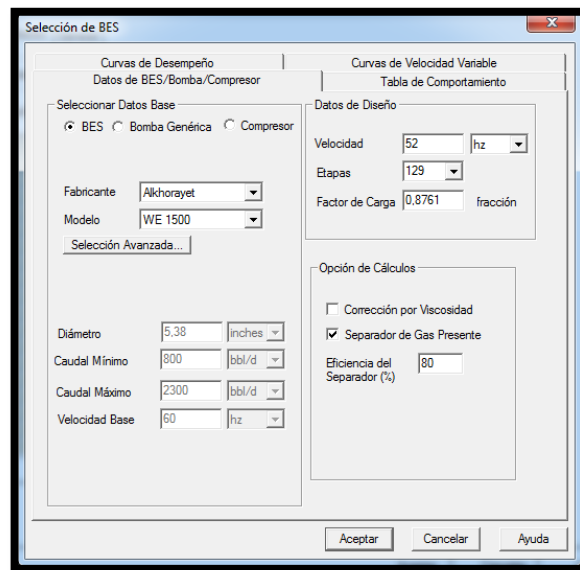


Fuente: Software Pipesim

En la sección de equipo de fondo se cargan datos relacionados con el sistema de levantamiento artificial como tipo, fabricante y capacidad. En esta simulación se

usó una bomba electro sumergible (BES) la cual permite ingresar frecuencia, número de etapas y factor de carga, este último de importancia para sensibilizar el modelo.

Figura 22. Equipo de fondo.



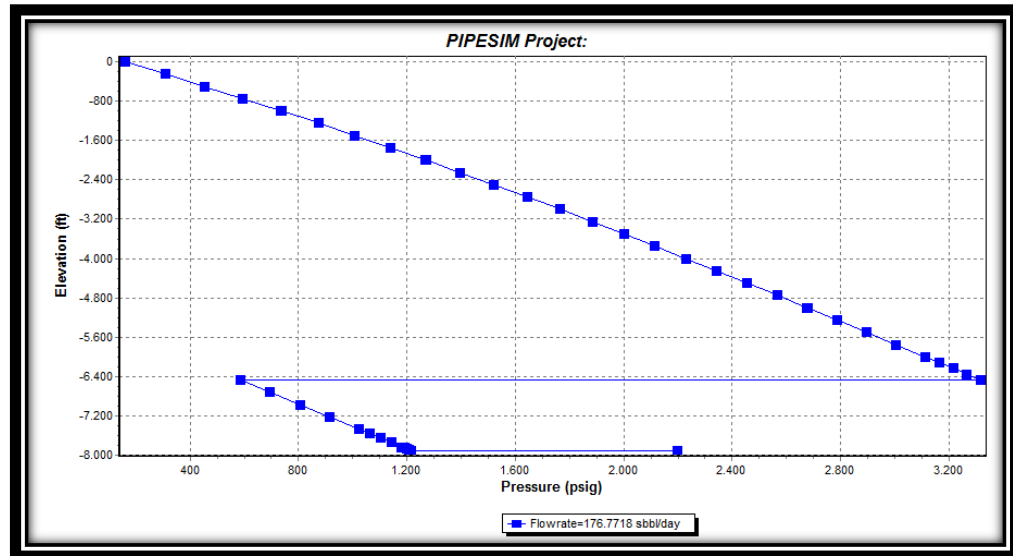
Fuente: Software Pipesim

Cabe aclarar que el sistema ha sido sensibilizado mediante la observación y ajuste de los parámetros como IP y el factor de carga, lo cual hace variar las presiones de entrada a la bomba y las tasas nominales de flujo hasta que el ajuste represente los datos más cercanos a las producción actual del pozo. Esta sensibilización hace parte como tal del manejo del software por lo cual no se profundizará en el tema.

El simulador Pipesim arroja datos variados y depende de la necesidad del usuario, luego de haber corrido el programa solicitamos un perfil Elevación- Presión y un perfil Elevación-Temperatura para analizar las diferentes presiones en todo el recorrido del fluido y la temperatura de este, como también para ver la producción esperada del pozo, como se ve en las figuras.

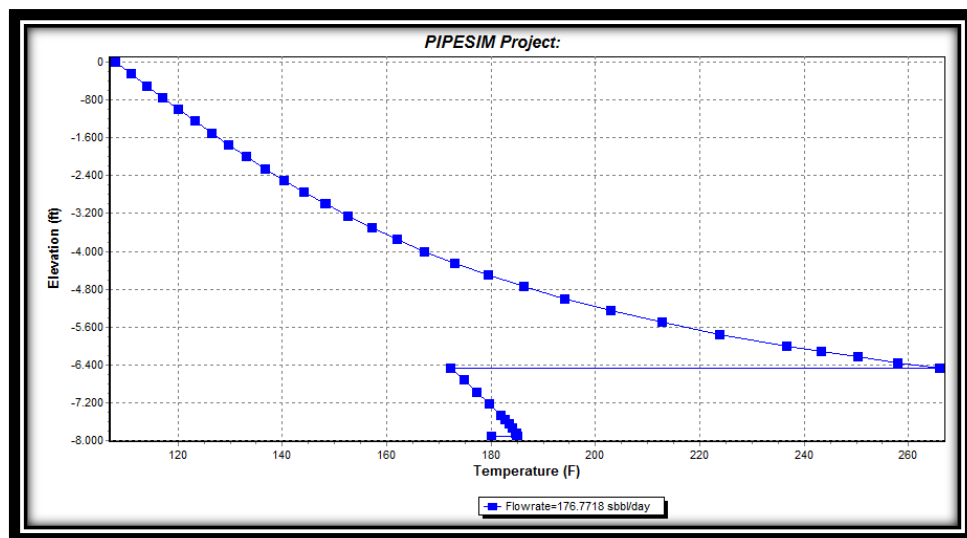
El pozo en estudio luego de ser simulado dio un caudal de 176.77 STB/DIA, con una presión en cabeza suministrada de 160 Psig y una presión de entrada a la bomba PIP de 586 Psig, con estos datos se harán las comparaciones respecto a los escenarios de inyección.

Figura 23. Perfil Elevación-Presión.



Fuente: Software Pipesim

Figura 24. Perfil Elevación-Temperatura.



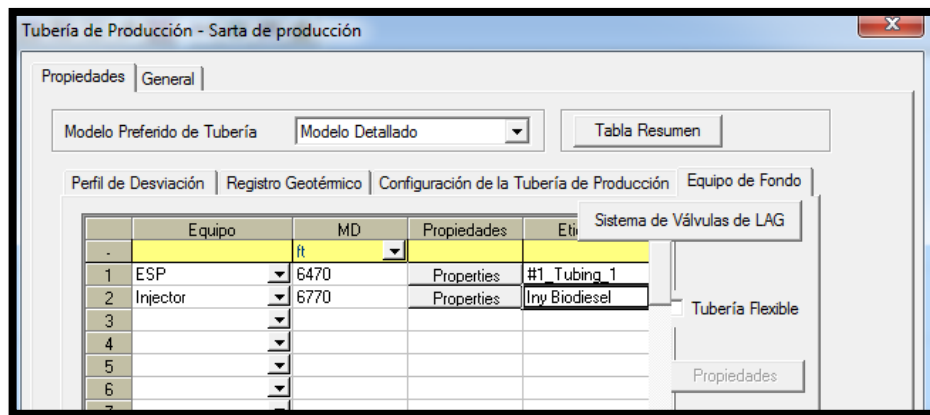
Fuente: Software Pipesim

4.3 MODELAMIENTO DE ESCENARIOS DE INYECCIÓN

Debido a la alta viscosidad que caracteriza a este crudo se presentó la alternativa de usar Biodiesel como diluyente en fondo para mejorar la producción de un pozo reduciendo la viscosidad y disminuyendo la fricción del fluido con respecto al sistema de producción.

Para el fin de simular la acción del diluyente en fondo se instala en el proceso un punto de inyección que se encuentra 300 ft por debajo de la bomba electrosumergible que se encuentra a 6470 ft de profundidad quedando el punto de inyección a 6770 ft, esto nos permite una mejor mezcla de los fluidos en fondo. Dicho inyector se encuentra ubicado en las propiedades del tubing en el apartado Equipo de pozo, donde está ubicada la bomba de subsuelo como se muestra en la figura.

Figura 25. Ubicación Inyector.



Fuente: Software Pipesim

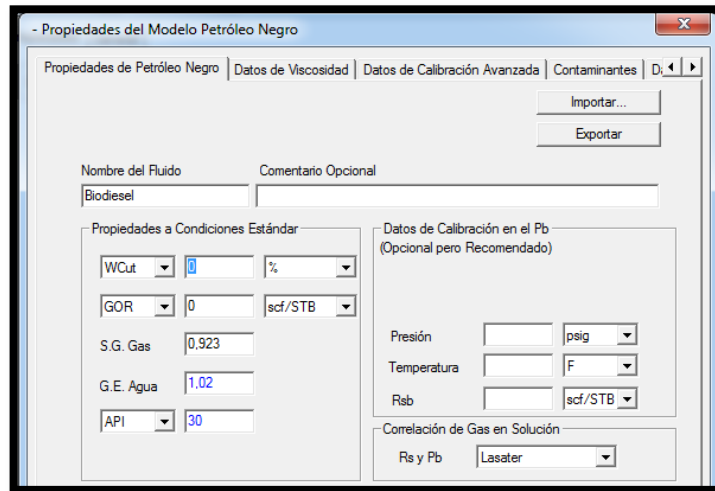
Este punto de inyección en el software requiere información tal como:

- Temperatura (°F)
- Tasa de líquido (Bbl/día)
- Propiedades Black Oil

- Viscosidades

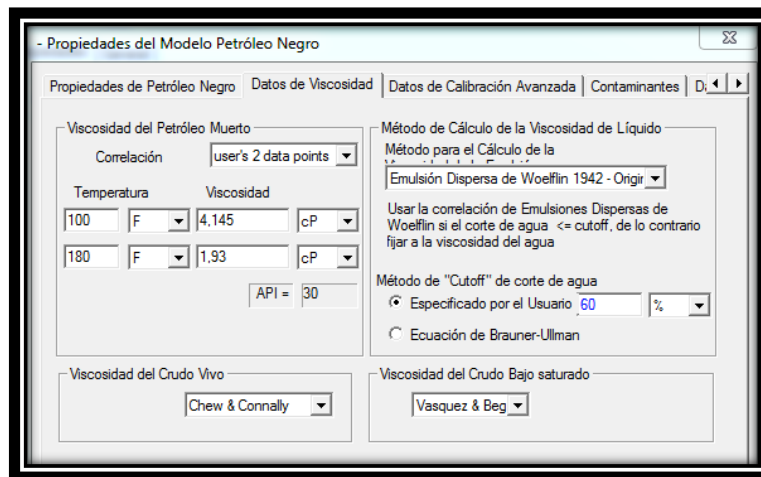
La información mencionada del Biodiesel se ingresó a partir de los datos ya obtenidos en laboratorio de la UIS sede Guatiguara, como son datos de viscosidad, gravedad API y cortes de agua, como se muestran en las figuras.

Figura 26. Propiedades Black Oil del Biodiesel.



Fuente: Software Pipesim

Figura 27. Viscosidad Biodiesel.



Fuente: Software Pipesim

La temperatura de inyección que pide el software es obtenida a partir de una gráfica Elevación-Temperatura a la profundidad a la cual se inyecta el Biodiesel 6770 ft el cual arroja una temperatura de 175°F. En cuanto a los porcentajes inyectados se obtuvieron a partir del análisis y la experiencia que se tuvo en el laboratorio de Guatiguara, donde se pudo apreciar que los cambios significativos de viscosidad y API se dieron en los porcentajes de 10%, 20%,30% y 40% este último no fue tenido en cuenta por razones prácticas por lo que se decidió simular estas cantidades en Pipesim y ver su afectación en cuanto a la producción de un pozo. La cantidad a inyectar se ven en la tabla 16.

Tabla 16. Caudal de Inyección Diario.

| Pozo | Producción Total Bbl/Dia | BSW % | Producción Neta Bbl/Dia | Cantidad de diluyente Bbl/Dia | | |
|-------|-----------------------------|----------|-------------------------------|----------------------------------|-----|-----|
| | | | | 10% | 20% | 30% |
| UIS 2 | 176 | 26 | 130.24 | 13 | 26 | 39 |

Con el fin de comparar el comportamiento del Biodiesel como diluyente se usó Nafta, esta es ampliamente usada en la industria y ha demostrado ser un buen producto para la reducción de la viscosidad en crudos pesados y extrapesados. Para esto se simulo de igual forma un punto de inyección en fondo tomando como fluido de referencia la nafta e inyectándolo con el mismo caudal y concentración del biodiesel. En las figuras se pueden observar las propiedades de este fluido en el simulador.

Figura 28. Propiedades Black Oil de la Nafta.

The screenshot shows the 'Propiedades del Modelo Petróleo Negro' window with the following data:

- Nombre del Fluido: Nafta
- Comentario Opcional: (empty)
- Propiedades a Condiciones Estándar:
 - WCut: 0 %
 - GOR: 0 scf/STB
 - S.G. Gas: 0,923
 - G.E. Agua: 1,02
 - API: 70
- Datos de Calibración en el Pb (Opcional pero Recomendado):
 - Presión: (empty) psig
 - Temperatura: (empty) F
 - Rsb: (empty) scf/STB
- Correlación de Gas en Solución:
 - Rs y Pb: Lasater

Fuente: Software Pipesim

Figura 29. Viscosidad Nafta.

The screenshot shows the 'Datos de Viscosidad' tab with the following data:

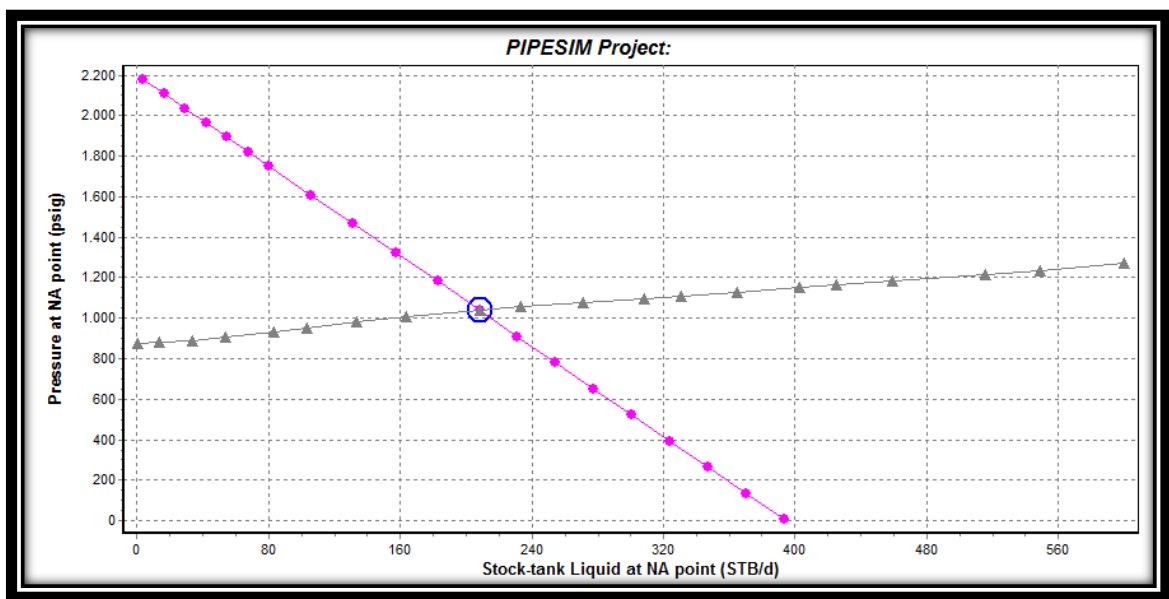
- Viscosidad del Petróleo Muerto:
 - Correlación: user's 2 data points
 - Temperatura: 86 F, 41 F
 - Viscosidad: 0,46 cP, 0,59 cP
 - API = 70
- Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido:
 - Método para el Cálculo de la Viscosidad de Líquido: Emulsión Dispersa de Woelflin 1942 - Origin
 - Usar la correlación de Emulsiones Dispersas de Woelflin si el corte de agua \leq cutoff, de lo contrario fijar a la viscosidad del agua
 - Método de "Cutoff" de corte de agua:
 - Especificado por el Usuario: 60 %
 - Ecuación de Brauner-Ullman
- Viscosidad del Crudo Vivo: Chew & Connally
- Viscosidad del Crudo Bajo saturado: Vasquez & Beg

Fuente: Software Pipesim

4.4 RESULTADOS OBTENIDOS

Para obtener los resultados de la simulación se solicitaron perfiles de Elevación-Temperatura y graficas Inflow-Outflow (figura 30) para cada uno de los diluyentes biodiesel y nafta como también para cada concentración del mismo con el fin de obtener los caudales de líquido para cada uno.

Figura 30. Grafica Inflow-Outflow.



Fuente: Software Pipesim

Pipesim calcula los caudales resultantes para cada una de las 3 concentraciones establecidas y los 2 diluyentes como se muestra en la tabla 17. Los valores obtenidos son del caudal de líquido por lo que no tiene en cuenta el corte de agua además el fluido es una mezcla entre crudo de formación y diluyente (Biodiesel o nafta) por esto se llevó a un caudal neto que descuenta el corte de agua y el volumen de solvente inyectado como se muestra en la tabla 18.

Tabla 17. Caudal de líquido luego de Inyección.

| Concentración diluyente % | Caudal de líquido Bbl/Día | |
|------------------------------|------------------------------|-------|
| | Biodiesel | Nafta |
| 10 | 197.9 | 207.3 |
| 20 | 208.3 | 218.4 |
| 30 | 215.2 | 223.8 |

Tabla 18. Caudal neto luego de la Inyección.

| Concentración diluyente % | Caudal neto Crudo Bbl/Día | |
|------------------------------|------------------------------|-------|
| | Biodiesel | Nafta |
| 10 | 136.8 | 143.8 |
| 20 | 134.9 | 142.4 |
| 30 | 130.4 | 136.7 |

Además de analizar los cambios en la producción al inyectar los diluyentes se pueden obtener datos de pérdidas de presión por elevación y por fricción antes y después de la inyección, la variación en estas pérdidas indican la resistencia del fluido y como se afecta con el uso del Biodiesel. Esta información es obtenida por medio de un reporte de salida o reporte de resumen y se muestra en las tablas 31 y 32 respectivamente.

Tabla 19. Perdidas por elevación.

| Pozo | Perdidas por elevación Psi | | | | | | |
|-------|-------------------------------|-----------|------|------|-------|------|------|
| | Actual | Biodiesel | | | Nafta | | |
| | | 10% | 20% | 30% | 10% | 20% | 30% |
| UIS 2 | 3459 | 3428 | 3403 | 3381 | 3393 | 3340 | 3294 |

Tabla 20. Perdidas por fricción.

| Pozo | Perdidas por fricción Psi | | | | | | |
|-------|------------------------------|-----------|-----|-------|-------|-------|-------|
| | Actual | Biodiesel | | | Nafta | | |
| | | 10% | 20% | 30% | 10% | 20% | 30% |
| UIS 2 | 326.7 | 205.2 | 143 | 105.3 | 152.8 | 88.12 | 55.87 |

4.5 ANALISIS DE RESULTADOS

Primero se valora la afectación que tiene la inyección en cuanto a pérdidas de presión se refiere ya que es un indicativo de que el diluyente está actuando en fondo. Las pérdidas de presión pueden ser por elevación donde el peso del fluido actúa directamente o por fricción donde la viscosidad es la que predomina en las pérdidas. Para observar esto se calcularon los porcentajes de reducción que tiene el fluido al inyectar cada concentración de diluyente como se muestra en las figura 33.

En las figuras se puede observar claramente que el biodiesel disminuye las pérdidas de energía del proceso, las pérdidas por elevación se ven disminuidas de un 0,89 a un 2,25% esto se debe a que el biodiesel ayuda a aliviar la presión hidrostática de la columna disminuyendo la densidad de la misma. La variación de las pérdidas por fricción se calcula entre un 37,19 y 67,8% este efecto se puede dar a la disminución de viscosidad que tuvo el fluido de formación al mezclarse con el biodiesel que tiene viscosidad y gravedad API mucho menor reduciendo la fricción en el sistema. Del mismo modo funciona la nafta pero con rangos diferentes al de biodiesel.

Figura 31. Porcentajes de pérdidas por elevación.

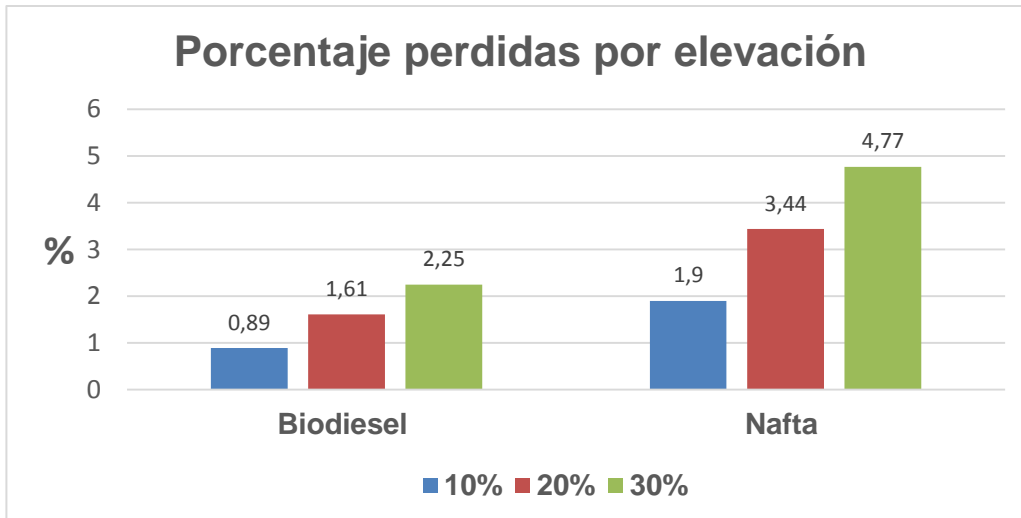
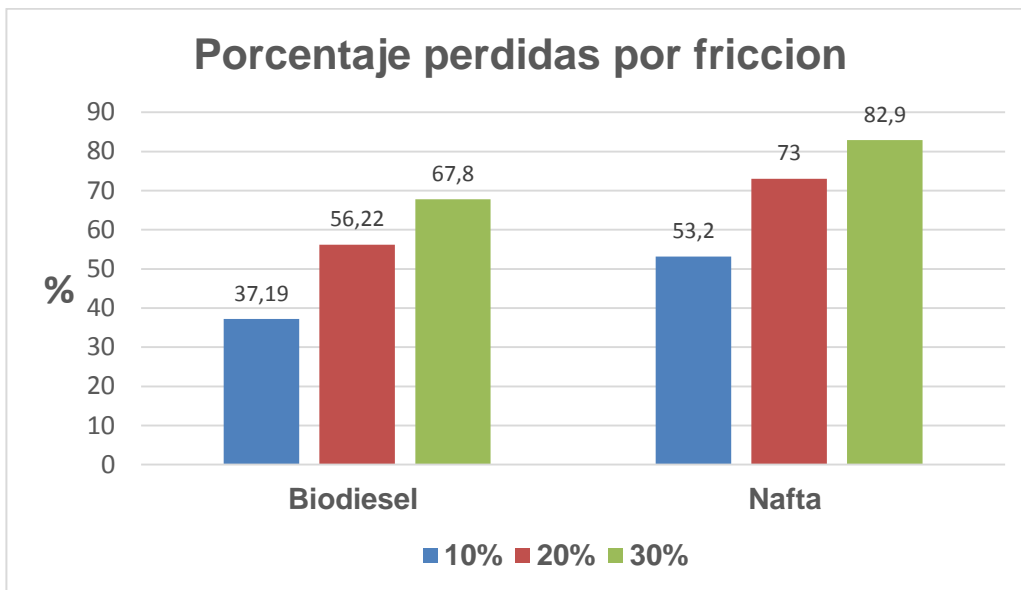


Figura 32. Porcentajes de pérdidas por fricción.



Los resultados obtenidos fueron valorados de acuerdo al tipo de diluyente simulado, para esto se tuvo en cuenta la producción neta para cada porcentaje establecido (figuras 35 y 36 respectivamente) y los barriles incrementales que se obtuvieron con relación al caudal de diluyente inyectado con respecto a la producción del pozo sin inyección en fondo figura 37.

Deben poner lo mismo pero para solo crudo,cual es la perdida de presión y cual la perdida por fricción, y de esta forma comparar los tres escenarios.

Figura 33. Producción Neta Crudo-Biodiesel.

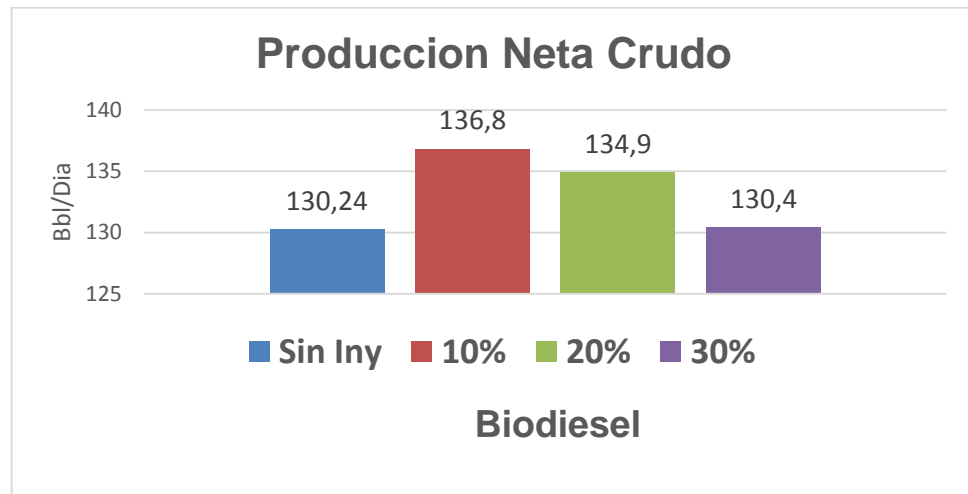


Figura 34. Producción Neta Crudo-Nafta.

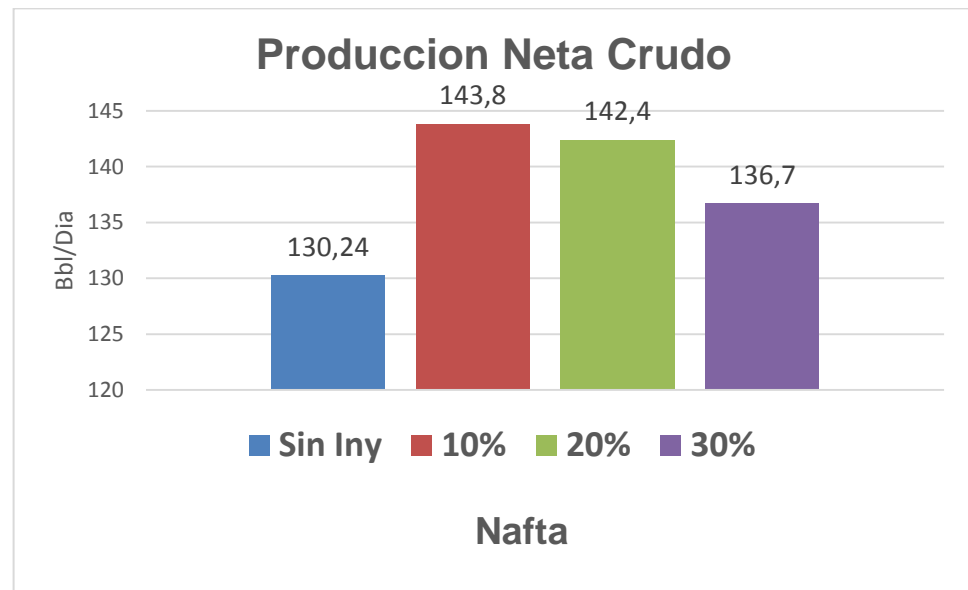


Figura 35. Producción Incremental con Biodiesel

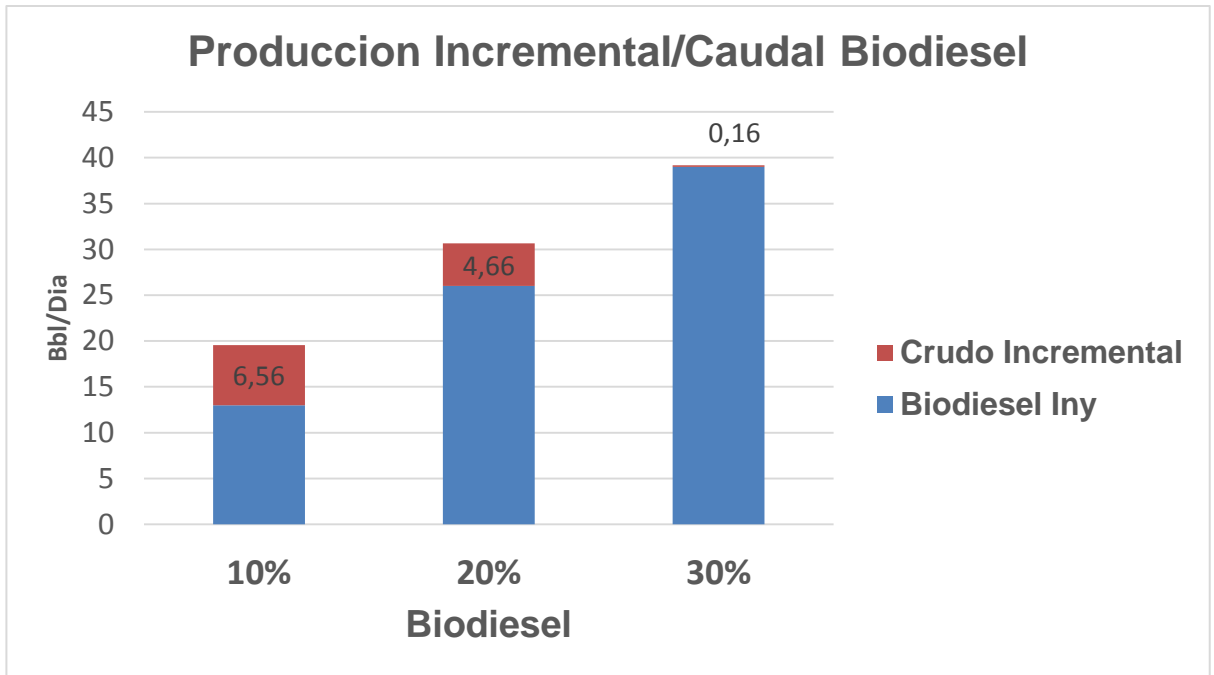
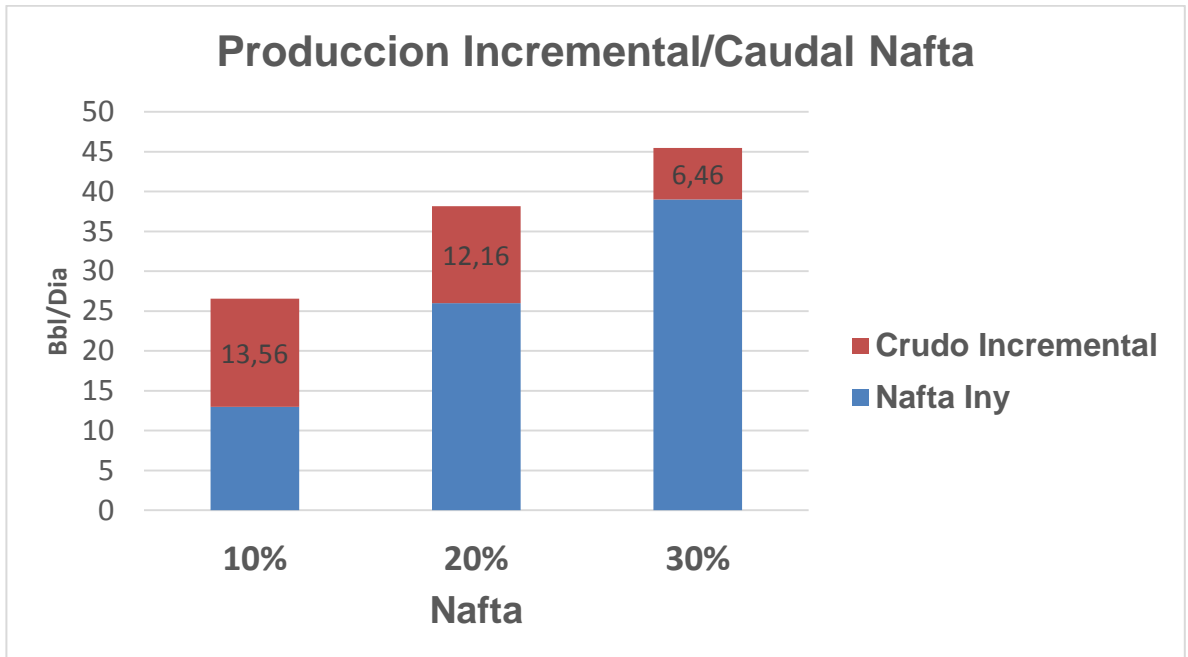


Figura 36. Producción Incremental con Nafta.



Al analizar las gráficas de producción neta se tiene una tendencia marcada, al iniciar la inyección de diluyente aumenta la producción como es de esperarse pero esta disminuye en cuanto aumentamos la concentración del fluido inyectado hasta tal punto, en el caso del Biodiesel, de ser casi idéntica la producción neta del pozo sin inyección a la del pozo con una inyección de biodiesel del 30%. Del mismo modo sucede con la nafta al aumentar la concentración disminuye la producción del pozo solo que en este escenario al 30% todavía está por encima de la producción del pozo sin inyección, esto probablemente se debe a que tiene una viscosidad menor que el biodiesel y la interacción con el crudo beneficia más el flujo de este.

En cuanto a las gráficas de producción incremental se cuantifico este incremento entre los 0,16 y 6,56 Bbl/día en el caso de la inyección con biodiesel, el mayor caudal incremental se dio a la concentración de 10% biodiesel y disminuyo hasta los 0,16 Bbl/día a los 30% biodiesel, este comportamiento causo sorpresa debido a que a mayor concentración de biodiesel se disminuye la viscosidad y también la fricción como quedó demostrado en laboratorio y en la simulación de pérdidas de presión. La conducta anterior probablemente se atribuya a la interacción de los fluidos en fondo donde la adición de biodiesel ya no tiene efecto pero si ocupa un volumen de producción que va a tender a remplazar el volumen de crudo de la formación que es lo que finalmente se busca aumentar con esta inyección. Lo mismo sucede con la nafta a menor concentración se logra un mayor caudal incremental pero acá hay un margen más amplio desde 6,46 hasta 13,56 Bbl/día, el mayor incremental es atribuido a las propiedades de la nafta como API y viscosidad lo que le da un mayor poder diluyente pero de igual forma a mayor porcentaje de nafta esta desplazará al fluido de formación.

5. CONCLUSIONES

- El biodiesel y el crudo demostraron ser afines en la prueba realizada manteniendo una sola fase por un tiempo de 24 horas que duró en observación lo que indica la viabilidad del uso como diluyente.
- La simulación y experimentación en el laboratorio mostro que al inyectar concentraciones de biodiesel de 10%, 20%, 30% se ve una reducción en la viscosidad del crudo de hasta un 99% y una reducción de las perdidas por fricción del 37.19%, 56.22% 67.8% respectivamente y reducción de las perdidas por elevación de 0,89%, 1.61%, 2,25% respectivamente, lo que indica que es factible su uso como diluyente afectando favorablemente la producción.
- La inyección en fondo de biodiesel produjo un caudal incremental a concentraciones menores de 30% Biodiesel mostrando un incremento de 0.16, 4.66, 6.56 Bbl/día para concentraciones de 10%, 20% y 30% biodiesel respectivamente siendo las concentraciones más bajas las de mayor eficiencia en cuanto al incremento de producción.
- Los resultados obtenidos por el software Pipesim muestran que a concentraciones mayores al 30% biodiesel el caudal incremental es cero lo que indica que las interacciones de los fluidos en fondo y el aumento del volumen ocupado por el diluyente no favorecen la producción para concentraciones mayores a 30% Biodiesel.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer un estudio más profundo de la interacción de fluidos y como afecta este en problemas comunes como la precipitación de parafinas y asfáltenos.
- Luego de tener más información acerca de los fluidos se recomienda hacer un análisis financiero de la viabilidad de implementar la inyección de biodiesel en fondo.
- Realizar una sensibilización de parámetros de la bomba electrosumergible para aprovechar mejor la energía luego de inyectar el diluyente.

BIBLIOGRAFIA

Agencia bolivariana de noticias. EN EL MUNDO HAY TRES VECES MÁS PETRÓLEO PESADO QUE CRUDO Y GAS CONVENCIONALES. Venezuela. Noviembre de 2009.

ALBOUDWAREJ, Hussein, *et al.* "La Importancia del Petróleo Pesado". Oilfield Review, Schlumberger, publicado el 10 de enero de 2006.

Barger Mark W., Schobert Harold H."VISCOSITY REDUCTION IN EXTRA HEAVY CRUDE OILS", The energy Institute, Laboratory for Hydrocarbon Process Chemistry.

BROOKFIELD DV2TLV. Programmable Rheometer. Operating Instructions. Manual No. M/09-166.

Carrillo Jesús Alirio, Corredor Laura Milena."UPGRADING OF HEAVY CRUDE OILS: CASTILLA". Fuel Processing Technology. Publicado el 12 de Octubre de 2012.

Colombia Energía. la revista de la industria energética colombiana. Julio 2014. Edición N° 9.

Duarte Carlos, Cárdenas Ricardo. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DE GLP, NAFTA Y APIASOL EN EL TRANSPORTE DE CRUDO EXTRAPESADO EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN. Bucaramanga 2015. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

Gateau P., Hénaut I., Barré L., Arqillier J.F. "HEAVY OIL DILUTION", Oil & Gas Science and Technology. Vol 59. 2004. Pág. 503-509.

Gonzales Vicente, Suarez Jonathan. Estudio de la reducción sustentable de la viscosidad en crudos extrapesado: BRV. Geo Estratos S.A de C.V. Enero 2010.

Hernández Pérez, César Gabriel. "EVALUACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE DILUCIÓN DE CRUDO PESADO PARA SU TRANSPORTE ENTRE LAS ESTACIONES SDN-1 Y BUEF-2, DISTRITO SUR SAN TOMÉ". Venezuela. 2006. Tesis de pregrado. Universidad del Oriente.

Informe de alternativas económicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado. PEMEX, 2011.

Martínez Palou Rafael, Mosqueira María de Lourdes, Zapata Beatriz – Rendón, Elizabeth Mar-Juárez, César Bernal - Huicochea." TRANSPORTATION OF HEAVY AND EXTRA HEAVY CRUDE OIL BY PIPELINE: A REVIEW". Journal of Petroleum Science and Engineering. Publicado el 26 de Noviembre de 2010.

Martinez, R.; Mosqueira, M.; Zapata, B.; Juárez, E.; Huicochea, C.; Clavel, J. and Arburto, J. "Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review". Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 75 (2011).

Maya Molina, Federico. Vicepresidente de refinación y petroquímica. ECOPETROL. Demanda de crudos pesados-Presente y futuro. Expo OIL & Gas Colombia. Noviembre 2010.

Norma D 1250 – 08 "Standard Guide for Use of the Petroleum Measurement Tables" ASTM.

Norma D 287 - 92 "Método de Prueba Estándar para la Determinación de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados (Método del Hidrómetro)" ASTM.

Patarroyo Helena, Castañeda Ana. FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE SOLVENTE EN FONDO DE POZO. APLICACIÓN CRUDO JAZMÍN. Bucaramanga 2014. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

Pineda Gómez, César Augusto. PRÁCTICA No. 1 – GRAVEDAD API, BSW & SALINIDAD. Guía Laboratorio de Fluidos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

Rodrigo Mendoza. EVALUACION DE LA DILUCION CON NAFTA EN FONDO DE UN POZO PRODUCTOR DE CRUDO EXTRAPESADO. Bucaramanga 2015. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. "Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic Economic and Technological Challenge". Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004.

Shadi W. Hasan, Mamdouh T. Ghannam, Nabil Esmail."HEAVY CRUDE OIL VISCOSITY REDUCTION AND RHEOLOGY FOR PIPELINE TRANSPORTATION". Fuel. Publicado el 5 de Enero de 2010.

Tapias Fabián. INYECCIÓN DE SOLVENTES PARA REDUCIR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS POR LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES SUR DE ECOPETROL S.A. Bucaramanga 2015. Trabajo de

grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.